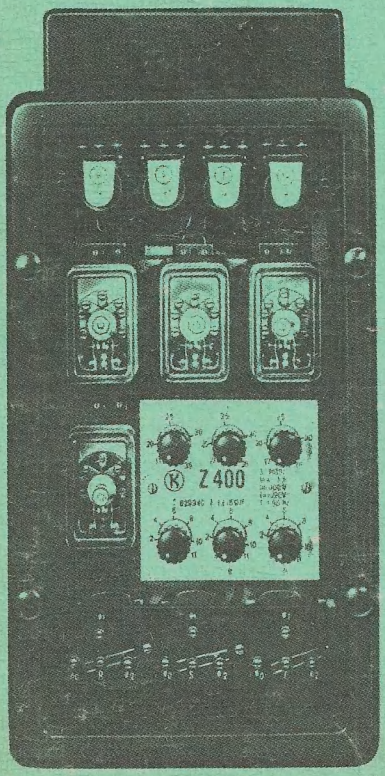
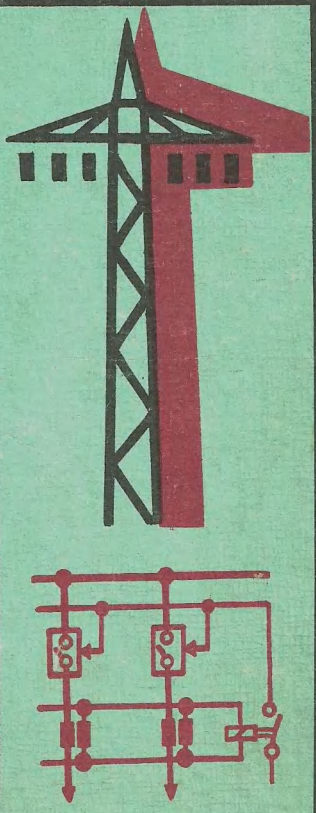
Alexandru Emanoil

PROTECȚIA PRIN RELEE

Volumul I





Editura tehnică

PROTECȚIA PRIN RELEE

Volumul I

Îndreptar

Ing. Alexandru Emanoil

PROTECȚIA PRIN RELEE

Volumul I

ÎNDREPTAR

Editura tehnică
București — 1984

Control științific: ing. **Petre Iozu**
Redactor: ing. **Mihaela Smeureanu**
Tehnoredactor: **Nicolae Șerbănescu**
Coperta: **Simona Dumitrescu**

Bun de tipar 28.05 1984. Coli de tipar: 11,25
C. Z.: 621.316.925

Tiparul executat sub comanda
nr. 825 la
Întreprinderea poligrafică
„13 Decembrie 1918",
Str. Grigore Alexandrescu 89—97,
București,
Republica Socialistă România

CUVÎNT ÎNAINTE

Prezentul „Îndreptar de protecţie prin relee" se doreşte a fi un memento şi nicidecum un manual de protecţie prin relee.

Lucrarea nu-şi propune o descriere a funcţionării releelor complexe ci pune la dispoziţia celor interesaţi schemele releelor presupunînd cunoaşterea problemelor de principiu din documentaţiile specifice de fabrică. Gradul de utilitate, de altfel uşor de sesizat de către iniţiaţi, constă în concentrarea într-un spaţiu editorial restrîns a unui volum de informaţii care, combinat cu cunoaşterea prealabilă a problemelor de bază, să permită rezolvarea aspectelor tehnice diverse în special în instalaţii, adică exact acolo unde se dispune mai puţin de acces la sursele de informare.

Un accent deosebit s-a pus pe calitatea schemelor de relee sub aspectul claritătii şi al corectitudinii lor, deoarece sînt unanim cunoscute consecinţele nefaste pe care le pot avea în domeniul protecţiei prin relee greşelile de acest gen. Din acest punct de vedere s-a preferat păstrarea formei de prezentare originală din documentaţiile tehnice de fabrică chiar şi acolo unde prin aceasta se încalcă reprezentările standardizate în R.S. România.

S-a avut în vedere că personalul de specialitate cunoaşte schemele originale ale releelor, cu ele este familiarizat de la prima luare de contact cu documentaţia tehnică a fabricii şi în ele are încredere.

Ca orice lucrare care îşi bazează valoarea pe exacitatea informaţiei şi nicidecum pe originalitate, îndreptarul de protecţie prin relee a adunat un material informativ util cu un grad de prelucrare minim. Lucrarea va putea fi considerată că şi-a atins scopul numai în măsura în care va cîştiga încrederea deplină a celor cărora le este adresată.

Caracterul de memento al lucrării caracterizează chiar şi capitolele din partea întîia a îndreptarului de protecţie prin relee, cu aspect numai aparent teoretic, deoarece şi în această parte se pune un accent deosebit pe metodele practice pentru efectuarea calculelor şi nu pe fundamentarea lor teoretică. Volumul important de date tehnice utile pentru calculele specifice protecţiei prin relee reprezintă şi el un argument în plus în sprijinul ideii enunţate mai sus.

Spaţiul editorial important rezervat prezentării caracteristicilor tehnice ale aparaturii de protecţie constituie un ajutor preţios pentru personalul angrenat în efortul de proiectare. Aceste date tehnice sînt cel mai adesea risipite în numeroase surse de informaţii de care nu întotdeauna se dispune integral şi operativ. Lucrarea prezintă şi tipuri de relee ieşite din fabricaţie deoarece s-a avut în vedere un aspect adesea uitat şi anume faptul că nu întotdeauna proiectăm instalaţii noi ci, aşa cum e firesc, sînt numeroase situaţiile cînd reamenajăm insta-

lații existente cu refolosirea unui aparataj de bună calitate și la care ar fi nerațional să renunțăm.

Evident că lista aparatajului de protecție prin relee nu a putut să acopere integral toată multitudinea de produse în acest domeniu al tehnicii. Rațiuni editoriale au determinat restrîngerea listei la aparatajul considerat de autor ca fiind mai reprezentativ și mai răspîndit, implicit interesînd un cerc mai larg de specialiști.

Dezavantajul iminent al acestui gen de lucrare constă în permanenta mutație care are loc în acest domeniu al tehnicii în continuă evoluție, urmare firească a perfecționării sale pe toate planurile.

În funcție de audiența în rîndul specialiștilor și de sugestiile ulterioare ale acestora, eventualele reeditări ale prezentului îndreptar de protecție prin relee vor putea ține pasul cu noutățile tehniçe care, cu siguranță, nu vor întîrzia să apară în anii următori.

Autorul mulțumește tuturor celor care prin sugestii și documentații tehnice l-au încurajat și sprijinit în încercarea de alcătuire a acestui îndreptar care constituie o primă inițiativă de umplere a unui gol editorial în acest domeniu.

ing. ALEXANDRU EMANOIL

CUPRINSUL VOLUMULUI I

Cuvînt înainte 5

Capitolul 1. *Calculul curenţilor şi tensiunilor de scurtcircuit în sistemele electrice trifazate* 11

1.1. Consideraţii generale 11
1.2. Impedanţa elementelor în cadrul sistemelor electrice 13
1.2.1. Generatoare 13
1.2.2. Transformatoare şi autotransformatoare 16
1.2.3. Bobine de reactanţă (reactoare) 25
1.2.4. Linii electrice aeriene 26
1.2.5. Linii electrice în cablu 32
1.3. Condiţii de calcul 33
1.3.1. Tipul de scurtcircuit şi momentul de la apariţia scurtcircuitului 33
1.3.2. Locul de scurtcircuit 34
1.3.3. Regimul care precede scurtcircuitului 35
1.3.4. Rezistenţa şi capacitatea conductoarelor 35
1.3.5. Arcul electric la locul defectului 36
1.3.6. Considerarea motoarelor la calculul curenţilor de scurtcircuit 36
1.4. Schema echivalentă de calcul a curenţilor de scurtcircuit 36
1.5. Calculul curenţilor de scurtcircuit la locul defectului în cazul defectelor simetrice 37
1.5.1. Calculul curentului de scurtcircuit periodic la locul defectului în cazul sistemului de putere infinită 38
1.5.2. Calculul curenţilor de scurtcircuit periodic la locul defectului în cazul cînd se cunoaşte puterea de scurtcircuit a sistemului într-un anume punct al reţelei 39
1.5.3. Calculul curenţilor de scurtcircuit periodic la locul defectului în cazul alimentării de la generatoare 40
1.5.4. Calculul curentului de scurtcircuit periodic la locul defectului pentru alte momente ale regimului de scurtcircuit 41
1.6. Calculul curentului de scurtcircuit periodic în cazul defectelor nesimetrice 48
1.6.1. Reguli de bază la calculul curenţilor la scurtcircuite nesimetrice 48
1.6.2. Calculul curentului de scurtcircuit periodic la locul unui defect nesimetric în cazul alimentării din sistem 52
1.6.3. Calculul curentului de scurtcircuit periodic la momentul iniţial ($t=0$) în cazul alimentării de la generatoare 52
1.6.4. Calculul curentului de scurtcircuit periodic la locul de scurtcircuit în cazul defectelor nesimetrice pentru diverse momente ale scurtcircuitului 53
1.6.5. Calculul curenţilor şi tensiunilor de scurtcircuit pentru defecte nesimetrice în diverse ramuri sau puncte ale schemei de scurtcircuit 53
1.7. Transformarea componentelor simetrice 57
1.8. Calculul curenţilor de scurtcircuit cu luarea în considerare a rezistenţei la locul defectului 59
1.9. Calculul curenţilor pentru cazul întreruperilor de faze în sisteme cu neutrul legat direct la pămînt 60
1.10. Calculul curenţilor în diversele elemente ale schemei în cazul întreruperilor de faze 63

Capitolul 2. *Transformatoare de curent și de tensiune* 68

2.1. Caracteristicile de bază ale transformatoarelor de curent 68
2.1.1. Diagrama vectorială și relațiile dintre mărimile de bază 68
2.1.2. Erorile transformatoarelor de curent 70
2.1.3. Caracteristica volt-amper și caracteristica de magnetizare ale transformatorului de curent 71
2.1.4. Eroarea de 10% la transformatoarele de curent 71
2.2. Verificarea prin calcul a alegerii transformatoarelor de curent pentru protecția prin relee 73
2.2.1. Considerații generale 73
2.2.2. Determinarea sarcinii înfășurării secundare a transformatoarelor de curent 74
2.2.3. Alegerea cazului de avarie și determinarea curentului primar de calcul .. 76
2.2.4. Verificarea transformatoarelor de curent în limita erorii de 10% 77
2.2.5. Verificarea transformatorului de curent pentru erori mai mari de 10% 79
2.3. Calculul curenților de dezechilibru pentru diverse scheme de conexiuni ale transformatoarelor de curent 80
2.3.1. Curentul de dezechilibru în scheme diferențiale 80
2.3.2. Curentul de dezechilibru în conductorul de nul 82
2.4. Caracteristicile de bază ale transformatoarelor de tensiune 84
2.5. Verificarea prin calcul a regimului de funcționare a transformatoarelor de tensiune 85
2.5.1. Determinarea încărcării transformatoarelor de tensiune 85
2.5.2. Determinarea pierderilor de tensiune în circuitele secundare ale transformatoarelor de tensiune 87
2.5.3. Calculul curenților de scurtcircuit în circuitele secundare ale transformatoarelor de tensiune 88
2.5.4. Alegerea curenților de declanșare ai automatelor și a curenților nominali ai siguranțelor de protecție 89

Capitolul 3. *Calculul reglajelor protecției prin relee* 90

3.1. Protecția maximală de curent cu blocaj de tensiune minimă 90
3.1.1. Curentul de acționare 90
3.1.2. Tensiunea de acționare 90
3.1.3. Coeficientul de sensibilitate 91
3.1.4. Reglajul de timp 91
3.2. Protecția maximală de curent contra scurtcircuitelor între faze 92
3.2.1. Curentul de acționare 92
3.2.2. Corelarea reglajelor în funcție de sensibilități 93
3.2.3. Coeficientul de ramificație 93
3.2.4. Coeficientul de sensibilitate 94
3.2.5. Reglajul de timp al protecției maximale de curent cu caracteristică independentă 94
3.2.6. Reglajul de timp al protecției maximale de curent cu caracteristică dependentă 94
3.3. Protecția maximală de curent de suprasarcină 96
3.3.1. Curentul de acționare 96
3.3.2. Reglajul de timp 96
3.4. Secționarea de curent contra scurtcircuitelor între faze 97
3.4.1. Curentul de acționare 97
3.4.2. Coeficientul de siguranță 98
3.4.3. Sensibilitatea secționării de curent 98
3.5. Protecția de curent de secvență inversă a generatoarelor și blocurilor generator-transformator 99
3.6. Protecția diferențială transversală a liniilor 102
3.7. Protecția diferențială longitudinală a liniilor 104
3.7.1. Releul diferențial tip DZL-2(1) 104
3.7.2. Protecția diferențială cu relee RDL 107
3.8. Protecția diferențială longitudinală a transformatoarelor și autotransformatoarelor 109
3.8.1. Relee diferențiale cu transformatoare cu saturație rapidă tip RNT-560 109
3.8.2. Relee diferențiale cu frînare tip DZT sau RDS 112

3.9. Protecția diferențială a barelor colectoare ... 113
3.9.1. Relee diferențiale tip RN-23/24 ... 114
3.9.2. Relee diferențiale tip R23 ... 117
3.10. Protecția de distanță ... 120
3.10.1. Impedanța de acționare a treptei I-a ... 120
3.10.2. Impedanța de acționare a treptei a II-a ... 120
3.10.3. Impedanța de acționare a treptei a III-a ... 122
3.10.4. Valoarea de reglaj a elementalor de demaraj ... 123
3.10.5. Calculul valorilor impedanțelor secundare de reglaj ... 123
3.10.5.1. Releul de distanță RD 110 ... 123
3.10.5.2. Releul de distanță R1Z24 ... 126
3.10.5.3. Releul de distanță R1Z23 ... 127
3.10.5.4. Releul de distanță R3Z24 ... 131
3.10.5.5. Releul de distanță D.113 (D.114) ... 133
3.10.5.6. Releul de distanță PD-2 (PD-3) ... 135
3.11. Protecția homopolară împotriva scurtcircuitelor monofazate în rețele cu neutrul legat direct la pămînt ... 135
3.11.1. Protecția homopolară direcționată sau nedirecționată de curent ... 135
3.11.2. Protecția transformatoarelor și autotransformatoarelor ... 135
3.12. Reanclanșarea automată rapidă (RAR) ... 138
3.12.1. Reanclanșarea automată rapidă pe linii radiale ... 139
3.12.2. Reanclanșarea automată rapidă trifazată pe linii interconectate (RART) 139
3.12.3. Reanclanșarea automată rapidă monofazată pe linii interconectate (RARM) ... 140
3.13. Anclanșarea automată a rezervei (AAR) ... 140
3.13.1. Temporizarea AAR ... 140
3.13.2. Demarajul de tensiune ... 141

Anexa I. *Elementele care trebuiesc luate în considerație și elementele care trebuiesc stabilite și comunicate întreprinderilor în cadrul dispozițiilor transmise de dispecer pentru realizarea reglajelor de protecție și automatizare.* ... 142

Anexa II. *Normativ pentru proiectarea instalațiilor de protecție prin relee și automatizare* 154

Capitolul 1

CALCULUL CURENȚILOR ȘI TENSIUNILOR DE SCURTCIRCUIT ÎN SISTEMELE ELECTRICE TRIFAZATE

1.1. Considerații generale

Calculul curenților de scurtcircuit este necesar să se efectueze pentru:

— dimensionarea instalațiilor energetice noi,

— verificarea instalațiilor existente la solicitări de scurtcircuit, în condiții noi de dezvoltare a rețelei sistemului energetic național,

— stabilirea reglajelor protecției prin relee în instalațiile electrice,

— determinarea influenței liniilor electrice de înaltă tensiune asupra liniilor de telecomunicații,

— verificarea de stabilitate termică a liniilor electrice.

Calculele curenților de scurtcircuit se întocmesc cu o perspectivă diferită, în funcție de scopul lor și anume:

— 5 la 10 ani pentru dimensionarea instalațiilor noi;

— 1 la 3 ani pentru verificarea instalațiilor;

— 5 ani pentru determinarea influenței liniilor electrice de înaltă tensiune asupra liniilor de telecomunicații;

— în mod curent la schimbări de configurație și regim pentru reglajul protecției.

În sistemele electrice trifazate pot apărea scurtcircuite trifazate, bifazate cu pămîntul, bifazate, și monofazate.

Scurtcircuitele monofazate și bifazate cu pămîntul pot avea loc numai în sistemele electrice avînd neutrul legat direct la pămînt.

Scurtcircuitele trifazate sînt denumite scurtcircuite simetrice, în timp ce restul scurtcircuitelor sînt denumite scurtcircuite nesimetrice.

Din momentul producerii scurtcircuitului, denumit momentul inițial, și pînă la stabilirea regimului permanent, are loc regimul tranzitoriu, în care interval, atît curenții, cît și tensiunile își modifică valorile. În legătură cu aceasta se definesc următoarele valori importante ale curentului de scurtcircuit:

a) *Curentul de scurtcircuit* I_t este curentul care trece prin locul de defect în timpul scurtcircuitului. Curentul de scurtcircuit este inițial asimetric, în raport cu axa de timp și poate fi descompus într-o componentă de curent periodică (simetrică) și o componentă aperiodică:

$$I_t = I_p + I_c.$$

b) *Componenta periodică* I_p a curentului de scurtcircuit este componenta curentului de scurtcircuit de frecvență egală cu cea de exploatare. Compo-

nenta periodică scade de la o valoare inițială I_k'' pînă la valoarea permanentă I_k. La un scurtcircuit apropiat de generator, această scădere este importantă, în timp ce la un scurtcircuit depărtat de generator, valoarea componentei periodice a curentului de scurtcircuit este aproximativ constantă pe toată durata scurtcircuitului.

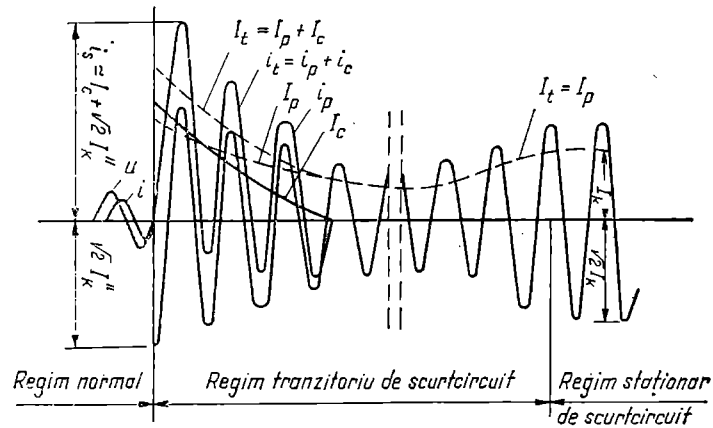


Fig. 1.1. Componentele curentului de scurtcircuit.

c) *Componenta aperiodică* denumită și *componenta de curent continuu* I_c a curentului de scurtcircuit este componenta curentului de frecvență nulă determinată de variația fluxului statorului.

d) *Curentul de scurtcircuit de șoc* $i_ș$ este cea mai mare valoare instantanee a curentului după producerea scurtcircuitului. Această valoare depinde de valoarea și faza tensiunii electromotoare în momentul producerii scurtcircuitului. Calculul curentului de șoc se face pentru momentul care dă cea mai mare valoare a acestuia.

Curentul de scurtcircuit periodic prezintă la rîndul său trei valori importante:

Valoarea inițială a componentei periodice I_k'' a curentului de scurtcircuit este valoarea sa efectivă în momentul producerii scurtcircuitului. Mărimea sa este determinată de reactanțele rețelei și de reactanțele supratranzitorii longitudinale x_d'' ale mașinilor sincrone. Valoarea inițială a componentei periodice se ia în considerație la calculul reglajelor protecțiilor rapide.

Valoarea tranzitorie a componentei periodice I_k' a curentului de scurtcircuit este valoarea sa efectivă, care se determină din reactanțele rețelei și din reactanțele tranzitorii longitudinale x_d' ale generatoarelor.

Valoarea permanentă I_k a curentului de scurtcircuit este valoarea sa efectivă, care se stabilește după trecerea procesului tranzitoriu. Această valoare depinde de reactanțele rețelei și de caracteristicile sistemului de reglaj al tensiunii generatoarelor.

1.2. Impedanța elementelor din cadrul sistemelor electrice

1.2.1. *Generatoare*

Se consideră următorii parametri:

r — *rezistența ohmică de fază a înfășurării statorice,* care se dă în [Ω] la temperatura de +75°C. Rezistența se poate exprima și în procente în baza relației:

$$r\% = \frac{r \cdot I_n}{U_n} \cdot 100, \tag{1.1}$$

unde: I_n, U_n sînt curentul nominal, respectiv tensiunea nominală a generatorului.

Rezistența ohmică a generatorului, de regulă, la calculele de scurtcircuit nu se ia în considerație datorită valorii sale relativ mici.

x_{*1} — *reactanța de secvență directă,* care se dă în unități relative.

Pentru determinarea valorii inițiale a componentei periodice a curentului de scurtcircuit se utilizează:

x''_{*d} — *reactanța supratranzitorie longitudinală* și
x''_{*q} — *reactanța supratranzitorie transversală.*

Pentru determinarea valorii inițiale a componentei periodice a curentului de scurtcircuit în cazul generatoarelor fără înfășurări de amortizare se utilizează:

x'_{*d} — *reactanța tranzitorie longitudinală,*
x'_{*q} — *reactanța tranzitorie tranversală,*
x_{*d} — *reactanța sincronă longitudinală,*
x_{*q} — *reactanța sincronă transversală.*

Practic se poate considera pentru reactanța de secvență directă:

$$x_{*1} = x''_d.$$

Pentru cazul scurtcircuitelor nesimetrice mai este necesară:

x_{*2} — *reactanța de secvență inversă,* care se dă în unități relative

Reactanța de secvență inversă, în general, nu este egală cu reactanța de secvență directă și se găsește în următoarea relație cu aceasta:

— pentru turbogeneratoare și hidrogeneratoare cu înfășurări de amortizare:

$$x_{*2} = \frac{x''_{*d} + x''_{*q}}{2}. \tag{1.2}$$

Practic se poate considera:

$$x_{*2} \simeq 1{,}22 x''_d. \tag{1.3}$$

Pentru hidrogeneratoare fără înfășurări de amortizare:

$$x_{*2} = \sqrt{x'_{*d} \cdot x'_{*q}}. \tag{1.4}$$

Practic se poate considera:

$$x_{*2} \simeq 1{,}45 x'_{*d}. \qquad (1.5)$$

În cazul unor calcule aproximative orientative se poate adopta următoarea valoare pentru reactanța de secvență inversă:

— pentru turbogeneratoare, și hidrogeneratoare cu înfășurări de amortizare:

$$x_{*2} \simeq x''_{*d};$$

— pentru hidrogeneratoare fără înfășurări de amortizare:

$$x_{*2} \simeq (0{,}4 - 0{,}6)\, x'_{*d}.$$

Reactanța de secvență inversă se menține neschimbată în decursul întregii durate a scurtcircuitului.

x_{*0} — *reactanța de secvență homopolară,*

Reactanța de secvență homopolară poate fi considerată constantă în cursul întregii durate a scurtcircuitului.

Parametrii generatoarelor

Tipul	S_n MVA	U_n kV	I_n kA	cos φ_n	Rezistența înfășurării * la 75° × 10^{-3} Ω	
					stator	rotor
1	2	3	4	5	6	7
					1. *Turbogeneratoare fabricate*	
A 1300/900	3,75	6,3	0,343	0,8	33,3	345
A 1300/1050	5,0	6,3	0,459	0,8	26,4	370
A 1500/1400	9,0	6,3	0,825	0,8	11,6	341
TA-12-2	15,0	6,3	1,375	0,8	4,82	—
TH-60-2	75,0	10,5	4,125	0,8	—	99,5
UMGB	188,2	15,75	6,900	0,85	2,55	92
UMGB	388	24	—	0,85	—	—
					2. *Hidrogeneratoare fabricate*	
HVS260/35-10	3,8	6,3	—	0,9	—	—
HVS424/55-44	4,3	6,3	—	0,9	—	—
HVS260/55-10	5,8	6,3	—	0,9	—	—
HVS420/65-28	6,2	6,3	—	0,9	—	—
HVS426/66-36	6,4	6,3	—	0,9	—	—
HVS375/150-24	8,5	6,3	—	0,9	—	—
HVS380/90-28	8,85	6,3	—	0,9	—	—
HVS375/100-24	9,5	6,3	—	0,9	—	—
HVS602/95-44	12,5	6,3	—	0,9	—	—
HVS795/90-64	21,0	10,5	1,155	0,9	3,97	182,5
HVS638/100-36	25,0	10,5	—	0,9	—	—
HVS420/125-20	25,5	10,5	—	0,9	—	—
HVS800/95-60	26,0	10,5	1,430	0,9	2,48	165,0
HVS396/215-10	90,0	15,75	—	0,9	—	—
HVS560/245-16	185,0	15,75	—	0,9	—	—
HVS1500/175-84	190,0	15,75	6,960	0,9	0,439	165,0

Toate reactanțele generatoarelor se dau în unități relative sau procente

$$x\% = 100x_*. \tag{1.6}$$

Reactanțele exprimate în ohmi se determină pe baza reactanțelor exprimate în unități relative sau în procente, cu ajutorul relațiilor:

$$x = \frac{x\%}{100} \cdot \frac{U_n^2}{S_n} \ [\Omega], \tag{1.7}$$

$$x = x_* \frac{U_n^2}{S_n} \ [\Omega], \tag{1.8}$$

unde:

U_n este tensiunea nominală kV, și S_n este puterea aparentă nominală în MVA.

Reactanțele și alte cîteva caracteristici ale generatoarelor și compensatoarelor sincrone sînt prezentate în tabelele 1.1. și 1.2.

Tabelul 1.1

sincrone

Reactanțele în unități relative						Constantele de timp		Const. de inerție T_j s
x''_{*d}	x'_{*d}	x_{*d}	x_{*q}	x_{*2}	x_{*0}	T_{d_0}	T''_d	
8	9	10	11	12	13	14	15	16
în R.S. România								
0,123	0,169	1,689	1,689	0,151	0,0294			
0,126	0,190	1,771	1,771	0,154	0,0695			
0,142	0,200	1,877	1,877	0,173	0,0802			
0,115	0,175	1,820	1,820	0,140	0,0550			
0,146	0,217	1,657	1,657	—	—			
0,222	0,188	2,1	2,1	0,23	0,102	4,616	0,035	
0,222	0,288	2,07	2,07	—	0,116	6,13	0,096	
în R.S. România								
0,21	0,215	1,12	—	—	—			
0,22	0,31	1,02	—	—	—			
—	—	—	—	—	—			
0,17	0,27	0,981	—	—	—			
0,21	0,26	0,81	—	—	—			
0,18	0,27	1,089	—	—	—			
0,17	0,245	0,935	—	—	—			
—	—	—	—	—	—			
0,21	0,32	1,03	—	—	—			
0,2128	0,2938	0,8058	0,5328	0,217	0,0905			
0,18	0,27	0,979	—	—	—			
0,17	0,23	1,066	—	—	—			
0,2398	0,3068	0,8712	0,5758	0,234	0,0896			
0,15	0,16	0,99	—	—	—			
0,22	0,31	1,10	—	—	—			
0,25	0,35	1,05	0,70	0,26	0,11	6,25	0,068	

1	2	3	4	5	6	7
						3. *Turbo*
TV2-100-2	117,5	13,8	4,93	0,85	1,45	335
TVF-100-2	117,5	10,5	6,48	0,85	1,03	122
TV2-150-2	166,5	18,0	5,35	0,85	1,41	436
TVV-150-2	176,5	18,0	5,67	0,85	2,36	118
TVF-200-2	235,0	11,0	12,35	0,85	0,41	124
TGV-200-2	235,0	15,75	8,63	0,85	1,08	194
TVV-200-2	235,0	15,75	8,63	0,85	1,21	87
TVV-300-2	353,0	20,0	10,20	0,85	1,02	131
TGV-300-2	353,0	20,0	10,20	0,85	1,30	116
TVV-500-2	587,5	20,0	16,95	0,85	—	—
						4. *Hidro*
SV-850/190-40	100	16,5	3,50	0,85	—	—
SV-1160/180-72	103,5	13,8	4,33	0,80	—	—
SV-835/180-36	111,0	13,8	4,65	0,90	—	—
SV1500/170-96	117,7	13,8	4,92	0,85	—	—
SV1500/200-88	127,8	13,8	5,16	0,85	—	—
SV1190/250-48	264,7	15,75	9,68	0,85	—	—
SV1500/130-88	160,0	13,8	6,70	0,80	—	—
SVF830/225-28	353,0	15,75	11,48	0,85	—	—
SVF1190/175-64	590,0	15,75	21,60	0,85	—	—

* Grupurile de fabricație R.S. România au rezistența înfășurării dată la 20°C pentru

Parametrii compensa

Tipul	U_n kV	x_{*d}	x_{*q}	x'_{*d}	x''_{*d}
KC-5000-6	6,3	1,57	0,77	0,25	0,16
KC-7500-6	6,6	1,68	0,82	0,25	0,15
KC-15 000-6	6,6	1,58	0,94	0,28	0,15
KC-15 000-11	10,5	1,94	1,17	0,34	0,18
KC-30 000-11	10,5	1,77	1,07	0,48	0,27
KCB-37 500-11	10,5	2,30	1,30	0,36	0,23
KCB-75 000-11	11	2,30	1,20	0,36	0,20
KBC-50000-11	11	2,7	1,5	0,47	0,3

1.2.2. *Transformatoare și autotransformatoare*

Se consideră următorii parametri:

$z_{T1}(z_{AT1})$ — *impedanța de secvența directă* a transformatorului (autotransformatorului) care se determină în funcție de tensiunea de scurtcircuit ce se dă în procente $u_k\%$. Se utilizează în calculele de scurtcircuit în situația cînd nu se iau în considerație rezistențele elementelor din sistem;

Tabelul 1.1 (continuare)

8	9	10	11	12	13	14	15	16
generatoare								
0,14	0,20	1,80	1,80	0,17	0,08	13,00	0,38	4,42
0,18	0,28	1,80	1,80	0,22	0,10	6,20	0,42	2,74
0,12	0,18	1,49	1,49	0,15	0,07	11,90	0,42	4,97
0,21	0,31	1,71	1,71	0,26	0,11	5,10	0,41	2,49
0,17	0,25	1,95	1,95	0,20	0,10	7,12	0,52	2,78
0,19	0,27	1,85	1,85	0,23	0,08	6,53	0,47	2,79
0,19	0,28	1,90	1,90	0,23	0,10	6,00	0,42	2,36
0,17	0,26	1,70	1,70	0,26	0,09	6,00	0,37	2,10
0,20	0,28	1,92	1,92	0,24	0,09	6,65	0,42	2,18
0,23	0,36	—	—	0,28	0,14	8,77	—	—
generatoare								
0,19	0,27	0,75	—	—	—	—		10,00
0,26	0,35	0,89	—	0,26	0,10	7,22	—	7,2
0,22	0,30	0,54	—	—	—	—	—	—
0,21	0,29	0,65	—	—	—	5,30	—	7,30
0,15	0,20	0,52	0,33	—	—	5,30	—	10,00
0,24	0,35	1,07	—	—	—	9,40	—	8,43
0,40	0,57	1,75	—	—	—	—	—	—
0,32	0,43	1,60	—	—	—	—	—	—
0,30	0,42	1,58	—	—	—	5,00	—	7,66

turbogeneratoare și la 75°C pentru hidrogeneratoare.

Tabelul 1.2

toarelor sincrone

x_{*2}	x_{*0}	Rezistența statorului la 15°C Ω	Rezistența rotorului 15°C Ω	T_{d_0} s	$I_{n \cdot rotor}$	JD^2 t·m²
0,21	0,06	0,042	0,09	4,4	485	3,7
0,16	0,06	0,029	0,175	4,7	401	8,6
0,15	0,08	0,012	0,123	7,5	560	—
0,19	0,08	0,028	0,123	7,3	565	24,8
0,27	0,10	0,013	0,239	8,8	580	105
0,23	0,08	0,0107	0,163	7,8	790	58,3
0,20	0,09	0,00435	0,097	9,7	1300	230
—	0,14	—	—	9,1	1150	15,2

$r_T(r_{AT})$ — *rezistența înfășurării* transformatorului (autotransformatorului) se determină ca o componentă activă a tensiunii de scurtcircuit $u_k\%$ în funcție de pierderile active de scurtcircuit ale transformatorului:

$$u_{k \cdot a}\% = \frac{P_k}{S_n} \cdot 100. \tag{1.9}$$

unde: P_k reprezintă pierderile active de scurtcircuit ale transformatorului, în MVA, și S_n este puterea aparentă nominală a transformatorului, în MVA.

$x_{T1}(x_{AT1})$ — *reactanța de secvență directă* a transformatorului (autotransformatorului) se determină cu relația:

$$x_{T1} = \sqrt{z_{T1}^2 - r_T^2}. \tag{1.10}$$

Relațiile de calcul pentru parametrii transformatoarelor (autotransformatoarelor) sînt prezentate în tabelul 1.3.

Impedanțele transformatoarelor (autotransformatoarelor) cu trei înfășurări se determină pe baza tensiunilor de scurtcircuit ale perechilor de înfășurări:

$$u_{k\,I-II},\ u_{k\,II-III},\ u_{k\,III-I}$$

unde:

I — înfășurarea de înaltă tensiune,

II — înfășurarea de medie tensiune,

III — înfășurarea de joasă tensiune.

Toate tensiunile de scurtcircuit sînt, de regulă, raportate la puterea nominală cea mai mare a înfășurărilor, care se consideră puterea nominală a transformatorului (autotransformatorului).

În schemele de calcul, transformatoarele cu trei înfășurări pot fi reprezentate sub formă de stea (fig. 1.2) cu următoarele tensiuni de scurtcircuit echivalente:

$$\begin{aligned} u_{k\,I} &= 0{,}5\,(u_{k\,I-II} + u_{k\,I-III} - u_{k\,II-III}),\\ u_{k\,II} &= 0{,}5\,(u_{k\,II-I} + u_{k\,II-III} - u_{k\,I-III}),\\ u_{k\,III} &= 0{,}5\,(u_{k\,III-I} + u_{k\,III-II} - u_{k\,I-II}). \end{aligned} \tag{1.11}$$

O dată cunoscute valorile $u_{k\,I}$, $u_{k\,II}$, $u_{k\,III}$, reactanțele de calcul se determină pe baza tabelului 1.3.

Transformatoarele cu o înfășurare divizată pot fi considerate drept transformatoare cu mai multe înfășurări.

Pentru exemplificare se consideră cazul unui transformator cu două înfășurări, avînd o înfășurare divizată în trei părți, așa cum arată fig. 1.3 în care:

$$u_{k\,I-II} = u_{k\,I-III} = u_{k\,I-IV},$$

$$u_{k\,II-III} = u_{k\,II-IV} = u_{k\,III-IV}.$$

Tensiunile de scurtcircuit ale schemei de calcul vor fi:

$$\begin{aligned} u_{k\,I} &= u_{k\,I-II} - \frac{u_{k\,II-III}}{6},\\ u_{k\,II} &= 0{,}5u_{k\,II-III} \end{aligned} \tag{1.12}$$

z_{T2}, $x_{T2}(z_{AT2}, x_{AT2})$ — *impedanța și reactanțele de secvență inversă* ale transformatoarelor și autotransformatoarelor sînt egale în mărime cu impedanțele și reactanțele de secvență directă.

Tabelul 1.3

Relațiile de calcul pentru elementele unui sistem electric care intră în schema de calcul echivalentă

Operația	Generatoare, compensatoare sincrone, motoare	Transformatoare și autotransformatoare	Reactoare	Linii electrice aeriene și cabluri
1	2	3	4	5
Determinarea mărimii impedanțelor, Ω	$x_G = \frac{x_G\% U_n^2}{S_{nG}}$	$r_T = \frac{u_{ka}\%}{100} \cdot \frac{U_n^2}{S_{nT}}$ $z_T = \frac{u_k\%}{100} \cdot \frac{U_n^2}{S_{nT}}$ $x_T = \sqrt{z_T^2 - r_T^2}$ Dacă: $r_T < \frac{1}{3} x_T$ se utilizează: $x_T \approx z_T$	1) $x_R = 2\pi f L_n \cdot 10^{-3}$ 2) $x_R = \frac{x_R\%}{100} \cdot \frac{U_n}{\sqrt{3} I_n}$	$x_L = x_{Ls} \cdot l$
Raportarea impedanțelor, t.e.m. și curenților, exprimate în unitățile lor de măsnră, la tensiunea de calcul		$x_{calcul} = x \left(\frac{U_{calcul}}{U_n} \right)^2$ $E_{calcul} = E \frac{U_{calcul}}{U_n}$ $I_{calcul} = I \frac{U_n}{U_{calcul}}$		
Calculul impedanțelor, t.e.m. și curenților exprimate în unitățile lor de măsnră, în unități relative		$X_{*b} = x \frac{S_b}{U_b^2}$ $E_{*b} = \frac{E}{U_b}$ $I_{*b} = \frac{I}{I_b}$		

(*Tabelul 1.3* continuare)

1	2	3	4	5
Raportarea impedanțelor și t.e.m. exprimate în unități relative, la tensiunea de calcul	$E_* = E_{*b}\dfrac{U_{calcul}}{U_n}$ $x_{*G} = x_{*b}\left(\dfrac{U_{calcul}}{U_n}\right)^2$ $\dfrac{x_G\%}{100}\cdot\dfrac{S_b}{S_{n\cdot G}}\cdot\left(\dfrac{U_{calcul}}{U_b}\right)^2$	$z_{*T}\approx x_{*T} =$ $= \dfrac{u_k\%}{100}\cdot\dfrac{S_b}{S_n}\cdot\left(\dfrac{U_{calcul}}{U_b}\right)^2$	$x_{*R} = \dfrac{x_R\%}{100}\cdot\dfrac{I_b}{I_n}\cdot\dfrac{U_{calcul}}{U_b}$	$x_{*L} =$ $= x_{Ls}\dfrac{S_b}{U_b}\cdot\left(\dfrac{U_{calcul}}{U_n}\right)^2$
Idem, cînd tensiunea de calcul coincide cu tensiunea de bază	$E_* = E_{*b}$ $x_{*G} = \dfrac{x_G\%}{100}\cdot\dfrac{S_b}{S_n}$	$z_{*T}\approx x_T = \dfrac{u_R\%}{100}\cdot\dfrac{S_b}{S_n}$	$x_{*R} = \dfrac{x_R}{100}\cdot\dfrac{I_b}{I_n}$	$x_{*L} = x_{Ls}\cdot l\cdot\dfrac{S_b}{U_n^2}$

Observație. 1. Mărimile din tabel se consideră: r, x, z, în Ω; L în mH; x_{Ls} în Ω/km; l în km; $U_{calcul}, U_n, U_b, E, E_{calcul}$ în kV; I, I_n, I_{calcul} în kA; S_n, S_b în MVA.

2. U_b și I_b se aleg pentru rețeaua în care se găsesc majoritatea elementelor care intră în schema de calcul echivalentă; S_b se alege 100 MVA sau 1 000 MVA.

z_{T0}, $x_{T0}(z_{AT0}, x_{AT0})$ — *impedanțele și reactanțele de secvență homopolară* ale transformatoarelor și autotransformatoarelor depind de construcția miezului magnetic și se conexiunile înfășurărilor (tabelele 1.4 și 1.5)

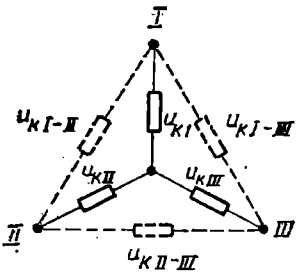


Fig. 1.2. Schema de calcul a transformatorului cu trei înfășurări.

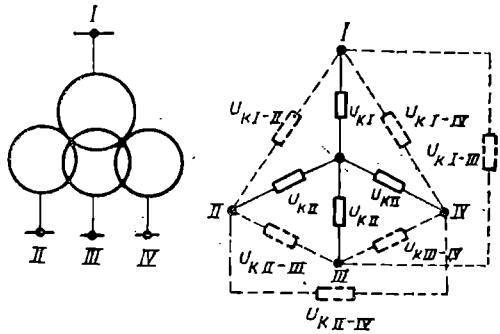
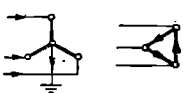
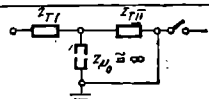
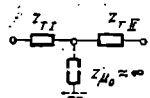
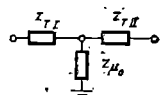
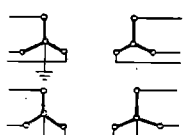
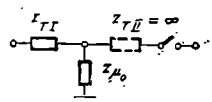


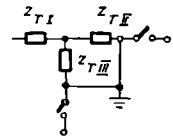
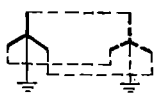
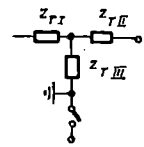
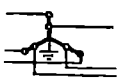
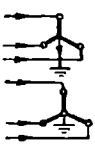
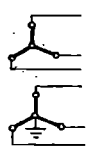
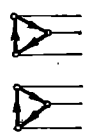
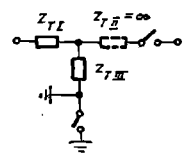
Fig. 1.3. Schema de calcul a unui transformator cu două înfășurări având o înfășurare divizată în trei părți.

Tabelul 1.4

Relații de calcul și schema echivalentă pentru reactanțele homopolare ale transformatoarelor (autotransformatoarelor) cu două înfășurări

Schema de conexiuni		*Transformatoare trifazate din trei transformatoare monofazate, transformatoare trifazate cu patru coloane*	*Transformatoare trifazate cu trei coloane*
Înfășurare I	*Înfășurare II*		
		 $z_{T0} = z_{TI} + z_{TII}$	
În rețeaua înfășurării II mai există cel puțin un nul pus la pământ		 $z_{T0} = z_{TI} + z_{TII}$	 $z_{T0} = z_{TI} + z_{TII}$
În rețeaua înfășurării II nu există alt nul pus la pământ 		$z_{T0} \approx \infty$	 $z_{T0} = z_{TI} + z_{\mu_0}$
	Oricare conexiune	$z_{T0} = \infty$	$z_{T0} = \infty$

Relații de calcul și scheme echivalente pentru reactanțele homopolare ale transformatoarelor (autotransformatoarelor) cu trei înfășurări

Schemele de conexiuni ale înfășurărilor transformatoarelor			*Schemele echivalente și impedanțele homopolare ale transformatoarelor (autotransformatoarelor)*
Înfășurarea I	*Înfășurarea II*	*Înfășurarea III*	
			 $z_{T0} = z_{T\,I} + \frac{z_{T\,II} \cdot z_{T\,III}}{z_{T\,II} + z_{T\,III}}$
			
			
În ambele situații în rețeaua înfășurării II există cel puțin încă un neutru legat la pământ			*Schema echivalentă a transformatorului se include*
			 $z_{T0} = z_{T\,I} + z_{T\,III}$ sau $z_{T0} = z_{T\,I-III}$
În rețeaua înfășurării II nu există nici un nul legat la pământ			

Impedanța de secvență directă a transformatoarelor (autroansformatoarelor), exprimată în ohmi, se determină în funcție de tensiunea de scurtcircuit cu relația:

$$z_{T1} = \frac{u_k\%}{100} \frac{U_n}{S_n^2} \; [\Omega] \tag{1.13}$$

în care: U_n se exprimă în kV și S_n în MVA.

Reactanțele și alte cîteva caracteristici ale transformatoarelor și autotransformatoarelor sînt prezentate în tabelele 1.6 și 1.7.

Tabelul 1.6

Parametrii transformatoarelor de putere fabricate R.S. România

Puterea nominală P_n MVA	Tipul	Tensiunea nominală, kV			Conexiunile	Pierderile, kW		Curentul de mers în gol, %	Tensiunea de scurt-circuit, %			Reglajul, %	
		IT	MT	JT		în gol	la scurt-circuit		IT-MT	IT-JT	MT-JT	IT	MT
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
5	TTU-5/5/5-35	35	15,75	6,3	Y, y0, d11 Y, d11, d11	20	60	5	13	7	5	±5	±5
10	TTU-10/10/10-35	35	15,75	6,3	Y, d11, d11	17	82	2	14	7,5	5,5	±9 · 1,78	—
10	TTU-NL 10/10/10-110	110	38,5 16,5	16,5 6,6 11 6,6 6,3	YN, y0, d11	24,5	99	1,5	10	17	6	±9 · 1.25 ±9 · 1,78	±2 · 2,25
16	TTU-NL-16-110	110	—	6,6 16,5	YN, d11	25	100,8	2	—	11	—	±12 · 1,33	—
10	TTUS-FS-A1 10000/110	110	—	6,6 11 22	YN, d11	16,5	69	1,3	—	11	—	±9 · 1,78	—
16	TTUS-FS-A1 16000/110	110	—	6,6 11 22	YN, d11	24	97	1,2	—	11	—	±9 · 1,78	—
25	TTU-FS-25-110	110	—	6,6 11 22	YN, d11	30	130	1,5	—	11	—	±9 · 1,78	—

Tabelul 1.6 (continuare)

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
25	TTU-FS-25/1/6 25-110	110	38,5	16,5 6,6	YN, y0, d11	40	150	1,5	10	17	6	$\pm 9 \cdot 1{,}78$	$\pm 2 \cdot 2{,}25$
			16,5	11 6,6	YN, d11, d11								
			38,5 38,5	6,3 11,5	YN, y0, d11	39		1,2					
25	TTUS-FS-A1	35	—	15,75 6,3	Y, d11	29	135	1,5	—	9	—	$\pm 9 \cdot 1{,}78$	—
40	TTUS-FS-40-110	110	—	6,6 11 22	YN, d11	42	180	1,5	—	12	—	$\pm 9 \cdot 1{,}78$	—
40	TTUS-FS-40/ 25/40-110	110	38,5	6,6	Yyd-12-11	55	220	1,5	10	17	6	$\pm 9 \cdot 1{,}78$	$\pm 2{,}25$
40	TTUS-FS-40/ 40/25-110				YN, y0, d11								
250	TTUS-FS-250/ 250—400	440	121	—	YN, yn0	190	850	0,5	17	—	—	$\pm 8 \cdot 1{,}56$	—

Tabelul 1.7

Parametrii autotransformatoarelor de putere fabricate în R.S. România

Puterea nominală P_n MVA	Tipul	Tensiuni nominale IT kV	Tensiuni nominale JT kV	Conexiunile	Pierderile, kW în gol	Pierderile, kW la s.c.	Curentul de mers în gol %	Tensiunea de scurt-circuit %	Reglajul %
1,6	ATU-NL-1,6-10	10 (6)	5	Y, a	2,4	13,9	2	2	—
1,6	ATU-NL-1,6-20	20	15	Y, a	1,6	7,0	2,8	2	—
16	ATU-NL-16-20	22	16,5	Y, a	8,9	43,5	2	1,8	—
100	ATUS-FS-110-110	110	110	Yn, a	26	135	2,5	1,8	$\pm 12 \cdot 1{,}66$
200	ATUS-FS-200-220	231	121	Yn, a Yn, a	105	IT-JT 485 JT-T 160 IT-T 170	0,8	10 6,3 10	$\pm 12 \cdot 1{,}25$

1.2.3. *Bobine de reactanță (reactoare)*

Rezistența ohmică a bobinelor de reactanță este foarte mică, din care cauză ele se caracterizează din punct de vedere electric numai prin reactanță și anume:

$x_{R1}\%$ — *reactanța de secvență directă* a bobinei de reactanță care se dă în procente raportate la curentul și tensiunea nominală;

$x_{R2}\%$, $x_{R0}\%$ — *reactanțele de secvență inversă și homopolară* ale bobinei de reactanță sînt egale în mărime cu reactanța de secvență directă

$$x_{R2}\% = x_{R0}\% = x_{R1}\% = x_R\%.$$

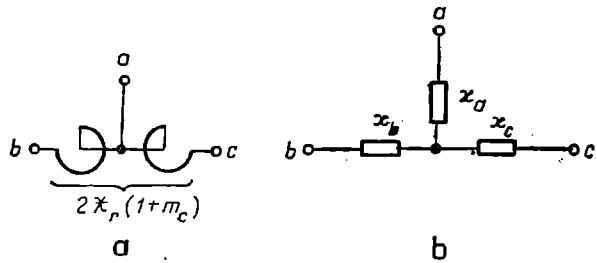


Fig. 1.4. Schema de calcul a unui reactor jumelat:
a — schema de principiu; *b* — schema de calcul.

Reactoarele jumelate au înfășurarea constituită din două secțiuni (fig. 1.4). Impedanța acestor reactoare depinde de faptul dacă curentul circulă prin una sau ambele secțiuni ale reactorului și chiar de sensul de circulație.

Reactanța unei singure secțiuni din reactorul jumelat, în absența curentului în cea de a doua secțiune, precum și coeficientul de cuplaj (m_c) depind de construcția reactorului și sînt date în catalog.

Reactanțele din schema echivalentă sînt:

$$x_a = x_R m_c,$$
$$x_b = x_c = x_R(1 + m_c). \tag{1.14}$$

Parametrii unor bobine de reactanță jumelate de fabricație sovietică sînt prezentate spre exemplificare în tabelul 1.8.

Tabelul 1.8

Parametrii unor bobine de reactanță jumelate de fabricație sovietică

Tipul reactorului	X_R, %	m_c
RB-6-2 × 400-3% (9)	3	0,5
RB-6-2 × 600-4% (12)	4	0,5
RB-6-2 × 750-4% (12)	4	0,5
RB-6-2 × 1000-5% (15)	5	0,5
RB-6-2 × 1500-8% (24)	8	0,5
RB-6-2 × 2000-10% (30)	10	0,5
RB-6-2 × 2500-12% (36)	12	0,5
RB-6-2 × 3000-15% (45)	15	0,5
RB-6-2 × 750-7,5% (22,4)	7,5	0,5
RB-6-2 × 750-10% (30)	10	0,5
RB-6-2 × 2000-8% (24)	8	0,5
RB-6-2 × 1000-12% (36)	12	0,5
RB-6-2 × 750-6,52% (18,75)	6,25	0,5

Reactanța bobinei de reactanță, exprimată în Ω, se determină în funcție de reactanța procentuală cu relația:

$$x_r = \frac{x_r\%}{100} \frac{U_n}{\sqrt{3} I_n}. \tag{1.15}$$

1.2.4. *Linii electrice aeriene*

Se consideră următorii parametri:

r_l — *rezistența liniei* se determină după relația:

$$r_l = \frac{l}{\gamma S}, \tag{1.16}$$

în care: l este lungimea liniei, în m;

γ — conductivitatea specifică a materialului, în Ωm/mm²,

S — secțiunea, în mm².

x_1 — *reactanța de secvență directă* a liniei se determină cu relația:

$$x_1 = 0{,}145 \log \frac{D_m}{r_e} \ [\Omega/\text{km}], \tag{1.17}$$

unde:

D_m este distanța medie geometrică între conductoarele de fază ale unei linii:

$$D_m = \sqrt[3]{D_{1-2} \cdot D_{2-3} \cdot D_{3-1}}, \tag{1.18}$$

în care:

D_{1-2}, D_{2-3}, D_{3-1} sînt distanțele între conductoarele fazelor liniei, în m;

r_e este raza echivalentă a conductorului, în m.

Pentru conductoarele cu secțiune masivă:

$$r_e = 0{,}779 r_c,$$

unde r_c este raza conductorului.

Pentru conductorul multifilar din cupru, raza echivalentă a conductorului este:

cu 7 fire ... $0{,}724 r_c$

cu 19 fire ... $0{,}759 r_c$

cu 37 fire ... $0{,}767 r_c$

cu 61 fire ... $0{,}771 r_c$

Pentru conductoare multifilare OlAl:

$$r_e = 0{,}950 r_c.$$

Pentru reactanța de secvență directă a liniilor electrice aeriene, în calcule se poate considera în mod practic următoarele valori:

pentru tensiuni	3 — 10 kV	... 0,32	Ω/km
pentru tensiuni	35 — 110 kV	... 0,4	Ω/km
pentru tensiuni	220 kV	... 0,44	Ω/km
pentru tensiuni	400 — 500 kV	... 0,3	Ω/km

Parametrii electrici ai unor linii electrice aeriene de diverse tipuri constructive sînt prezentați în tabelul 1.9.

x_2 — *reactanța de secvență inversă* a liniilor electrice aeriene este egală cu reactanța de secvență directă:

$$x_2 = x_1.$$

x_0 — *reactanța de secvență homopolară* a liniilor electrice aeriene depinde de tipul constructiv al liniei cît și de prezența unei linii paralele, în imediata apropiere. Determinarea se face cu următoarele relații:

1. Reactanța de secvență homopolară a unei linii simplu circuit fără conductor de gardă:

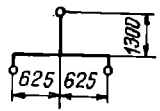
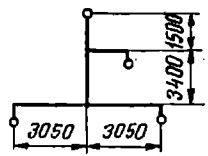
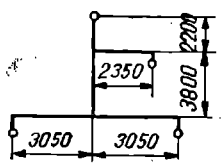
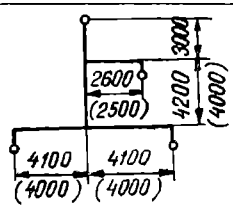
$$x_o = 0{,}435 \log \frac{D_s}{\sqrt[3]{D_m^2 r_e}}, \tag{1.19}$$

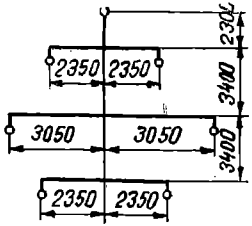
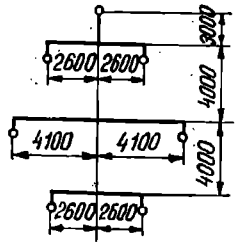
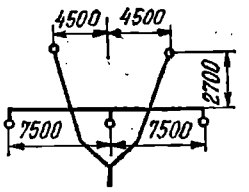
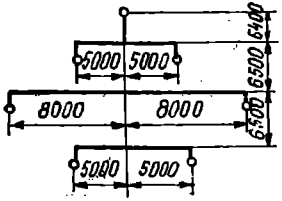
unde:

D_s este adîncimea de pătrundere în pămînt a cîmpului electromagnetic. În lipsă de date precise se adoptă valoarea 1 000 m.

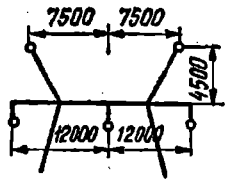
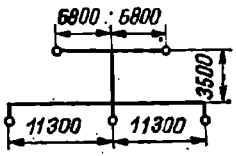
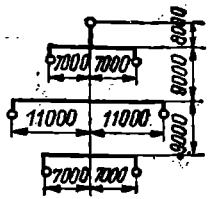
Parametrii liniilor electrice aeriene 20-400 kV

Tabelul 1.9

Tipul de stilp	Tensiunea, kV	Felul stilpului	Secțiunea conductorului, mm²	Nr. circuite	Rezistența Ω/km		Reactanța Ω/km		Raportul $\frac{x_0}{x_1}$	Admitanța capacitivă 10^{-6} S/km	
					r_1	r_0	x_1	x_0		y_1	y_0
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
	6—20	beton centrifugat beton comprimat	3 × 35 OlAl	1	0,830	—	0,365	1,596	4,372	3,012	1,38
			3 × 50 OlAl	1	0,594	—	0,354	1,595	4,472	3,102	1,398
			3 × 70 OlAl	1	0,437	—	0,343	1,573	4,592	3,209	3,420
			3 × 95 OlAl	1	0,321	—	0,334	1,565	4,683	3,291	1,436
	110	beton	3 × 150 OlAl + 70 Ol	1	0,193	0,405	0,401	1,349	3,365	2,787	1,889
			3 × 185 OlAl + 70 Ol	1	0,157	0,368	0,394	1,342	3,404	2,834	1,909
			3 × 240 OlAl + 70 Ol	1	0,122	0,334	0,386	1,334	3,452	2,892	1,935
			3 × 300 OlAl + 70 Ol	1	0,098	0,310	0,380	1,327	3,496	2,945	1,959
	110	beton	3 × 150 OlAl + 70 Ol	1	0,193	0,406	0,386	1,378	3,568	2,913	1,784
			3 × 185 OlAl + 70 Ol	1	0,157	0,370	0,380	1,371	3,612	2,963	1,803
			3 × 240 OlAl + 70 Ol	1	0,122	0,335	0,372	1,364	3,666	3,028	1,826
			3 × 300 OlAl + 70 Ol	1	0,098	0,311	0,365	1,357	3,716	3,088	1,847
	110	metalic	3 × 150 OlAl + 70 Ol	1	0,193	0,396	0,417	1,320	3,168	2,684	1,878
			3 × 185 OlAl + 70 Ol	1	0,157	0,360	0,410	1,314	3,203	2,728	1,899
			3 × 185 OlAl + 75 Ol	1	0,157	0,380	0,410	1,295	3,157	2,728	1,901
			3 × 240 OlAl + 70 Ol	1	0,122	0,325	0,402	1,306	3,245	2,781	1,925
			3 × 300 OlAl + 95 Ol	1	0,098	0,321	0,395	1,28	3,237	2,831	1,95

	110	beton	2 × 3 × 150 OlAl + 70 Ol	2	0,097	0,302	0,209	1,142	5,58	5,536	2,737
			2 × 3 × 185 OlAl + 70 Ol	2	0,079	0,284	0,201	1,139	5,654	5,629	2,76
			2 × 3 × 240 OlAl + 70 Ol	2	0,061	0,266	0,198	1,135	5,745	5,743	2,767
			2 × 3 × 300 OlAl + 70 Ol	2	0,049	0,254	0,194	1,132	5,829	5,849	2,812
	110	metalic	2 × 3 × 150 OlAl + 70 Ol	2	0,097	0,297	0,211	1,116	5,284	5,345	2,633
			2 × 3 × 185 OlAl + 70 Ol	2	0,079	0,278	0,208	1,113	5,351	5,433	2,654
			2 × 3 × 185 OlAl + 95 Ol	2	0,079	0,294	0,208	1,095	5,264	5,433	2,658
			2 × 3 × 240 OlAl + 70 Ol	2	0,061	0,261	0,204	1,109	5,433	5,539	2,679
			2 × 3 × 300 OlAl + 70 Ol	2	0,049	0,249	0,201	1,106	5,508	5,637	2,702
	220	metalic	3 × 450 OlAl + 2 × 160/95 OlAl	1	0,067	0,175	0,404	0,768	1,90	2,779	2,168
			2 × 450 OlAl + 2 × 95 Ol	1	0,066	0,347	0,406	1,166	2,871	2,778	2,157
	220	metalic	2 × 3 × 450 OlAl + 160/95 OlAl	2	0,033	0,155	0,208	0,775	3,728	5,441	3,013
			2 × 3 × 450 OlAl + 95 Ol	2	0,033	0,209	0,230	1,004	4,809	5,439	3,004

Tabelul 1.9 (continuare)

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
	400	metalic	3 × 2 × 450 OlAl + 2 × 160/95 OlAl	1	0,034	0,137	0,330	0,682	2,069	3,473	2,731
	400	metalic	2 × 2 × 450 OlAl + 2 × 160/95 OlAl	1	0,034	0,138	0,326	0,673	2,07	3,504	2,725
	400	metalic	2 × 3(2 × 450 OlAl) + 160/95 Al	2	0,017	0,134	0,166	0,709	4,273	6,888	3,422

2. Reactanța mutuală de secvență homopolară între două linii electrice aeriene paralele I—II:

$$x_{mo\,I-II} = 0{,}435 \log \frac{D_s}{D_{m\,I-II}}, \tag{1.20}$$

unde:

$D_{m\,I-II}$ este distanța medie geometrică între conductoarele fazelor a două linii electrice aeriene paralele, în m

$$D_{m\,I-II} = \sqrt[9]{D_{1-1'} \cdot D_{1-2'} \cdot D_{1-3'} \cdot D_{2-1'} \cdot D_{2-2'} \cdot D_{2-3'} \cdot D_{3-1'} \cdot D_{3-2'} \cdot D_{3-3'}}. \tag{1.21}$$

3. Reactanța de secvență homopolară a două circuite paralele I și II fără conductor de gardă se determină cu relația:

$$x_{o\,I-II} = x_{mo\,I-II} + \frac{(x_{o\,I} - x_{mo\,I-II})\,(x_{o\,II} - x_{mo\,I-II})}{x_{o\,I} + x_{o\,II} - 2x_{mo\,I-II}}. \tag{1.22}$$

Pentru cazul unor linii dublu circuit pe aceiași stîlpi, pentru care: $x_{o\,I} = x_{o\,II} = x_o$, reactanța echivalentă a circuitului dublu este:

$$x_{o\,I-II} = 0{,}5\,(x_o + x_{mo\,I-II}). \tag{1.23}$$

4. Reactanța de secvență homopolară a conductorului de gardă:

$$x_{og} = 0{,}435 \log \frac{D_s}{r_e^g}, \tag{1.24}$$

unde:

r_e^g este raza echivalentă a conductorului de gardă, în m.

5. Reactanța mutuală de secvență homopolară între o linie și conductorul de gardă:

$$x_{mo\,l-g} = 0{,}435 \log \frac{D_s}{D_{m\,l-g}}, \tag{1.25}$$

unde:

$D_{m\,l-g}$ este distanța medie geometrică între conductoarele fazelor unei linii electrice aeriene și conductorul de gardă, în m.

$$D_{m\,l-g} = \sqrt[3]{D_{1-g} D_{2-g} D_{3-g}}, \tag{1.26}$$

6. Reactanța de secvență homopolară a unei linii electrice aeriene cu conductor de gardă:

$$x_o^g = x_o - \frac{x_{mo\,l-g}^2}{x_{og}}. \tag{1.27}$$

7. Reactanța mutuală de secvență homopolară între două circuite paralele I și II cu luarea în considerare a conductorului de gardă se determină cu relația:

$$x_{mo\,I-II}^g = x_{mo\,I-II} - \frac{x_{mo\,I-g} \cdot x_{mo\,II-g}}{x_{og}}. \tag{1.28}$$

Pentru cazul particular al unor linii dublu circuit pe același stîlp pentru care $x_{mo\,I-g} = x_{mo\,II-g} = x_{mo\,l-g}$ avem:

$$x^g_{mo\,I-II} = x_{mo\,I-II} - \frac{x^2_{mo\,l-g}}{x_{og}}. \tag{1.29}$$

8. Reactanța de secvență homopolară a două circuite paralele I și II cu conductor de gardă se determină cu relația:

$$x^g_{o\,I-II} = x^g_{mo\,I-II} + \frac{(x^g_{o\,I} - x^g_{mo\,I-II})\,(x^g_{o\,II} - x^g_{mo\,I-II})}{x^g_{o\,I} + x^g_{o\,II} - 2x^g_{mo\,I-II}}. \tag{1.30}$$

Pentru cazul particular al unor linii dublu circuit pe același stîlp care $x^g_{o\,I} = x^g_{o\,II} = x^g_o$

$$x^g_{o\,I-II} = 0{,}5\,(x^g_{mo\,I-II} + x^g_o), \tag{1.31}$$

iar în conformitate cu (1.23, 1.27 și 1.29) rezultă:

$$x^g_{o\,I-II} = x_{o\,I-II} - \frac{x^2_{mo\,l-g}}{x^g_o}. \tag{1.32}$$

Pentru calcule practice, valorile reactanțelor de secvență homopolară ale liniilor electrice aeriene care se pot lua în considerație sînt următoarele:

— linii electrice aeriene simplu circuit:

a. fără conductor de gardă: $x_0 \approx 3{,}5x_l$;

b. cu conductor de gardă: $x_0 \approx 2x_l$;

— linii electrice aeriene dublu circuit:

a. fără conductor de gardă: $x_0 \approx 5{,}5x_l$;

b. cu conductor de gardă: $x_0 \approx 3x_l$.

1.2.5. *Linii electrice în cablu*

Se consideră următorii parametri:

r_c — rezistența liniei electrice în cablu se determină ca și în cazul liniilor electrice aeriene (1.16);

x_{c1} — reactanța de secvență directă a liniilor electrice în cablu.

Pentru calcule practice pot fi luate în considerație următoarele valori:

pentru cabluri 6 — 10 kV ..... 0,08 Ω/km

pentru cabluri 35 kV ..... 0,12 Ω/km

pentru cabluri 110 kV ..... 0,175 Ω/km

Parametrii cablurilor de 110 kV utilizate în țara noastră sînt prezentate în tabelul 1.10.

Tabelul 1.10

Parametrii cablurilor 110 kV utilizate în R.S. România

Tensiunea kV	Secțiunea mm²	Rezistența Ω/km	Reactanța Ω/km	Susceptanța $y_c \cdot 10^{-6}$ · S/km
110	3 × 170 Cu Pirelli	0,135	0,22	103,6
	3 × 240 Cu Pirelli	0,078	0,19	—
	3 × 300 Cu Pirelli	0,062	0,18	—
	3 × 400 Cu Pirelli	0,063	0,11	—
	3 × 400 Cu (BICC)	0,04483	0,093	127,0
	3 × 500 Al (BICC)	0,0605	0,095	163,0
	3 × 750 Al Pirelli	0,0392	—	—

Parametrii cablurilor de medie tensiune fabricate în R.S. România sînt prezentate în tabelul 1.11.

Tabelul 1.11

Parametrii cablurilor de medie tensiune fabricate în R.S. România

Secțiunea mm²	Rezistența Ω/km	Reactanța Ω/km			Susceptanța $y_c \cdot 10^{-6}$ · S/km		
		6 kV	10 kV	20 kV	6 kV	10 kV	20 kV
3 × 95 Al	0,306	0,078	0,083	0,110	219,9	141,4	91,1
3 × 120 Al	0,241	0,076	0,081	0,107	238,8	153,9	97,4
3 × 150 Al	0,194	0,074	0,079	—	263,9	166,5	—

x_{c2} — reactanța de secvență inversă a liniilor electrice în cablu este egală cu reactanța de secvență directă:

$$x_{c2} = x_c;$$

x_{c0} — reactanța de secvență homopolară.

Pentru calculele practice se utilizează următoarele valori:

pentru cabluri 6 — 10 kV ..... 4,5 x_{c1}
pentru cabluri 35 kV ..... 4,6 x_{c1}
pentru cabluri 110 kV ..... (0,5 — 0,7) x_{c1}

1.3. Condiții de calcul

1.3.1. *Tipul de scurtcircuit și momentul de la apariția scurtcircuitului*

Tipul de scurtcircuit și momentul de la apariția scurtcircuitului care trebuiesc luate în considerație la calculul curenților și tensiunilor depind de scopul calculului. În funcție de tipul de protecție pentru care se calculează reglajele se stabilesc condițiile enumerate mai sus, conform tabelului 1.12.

Tabelul 1.12

Alegerea condițiilor de calcul al curenților și tensiunilor de scurtcircuit

Destinația calculului	Tipul de scurtcircuit	Momentul de la apariția scurtcircuitului
Calculul reglajelor secționărilor rapide pentru defecte polifazate:		
a) alegerea curenților de acționare	trifazat	0
b) determinarea coeficientului de sensibilitate	bifazat	0
Calculul reglajelor secționărilor rapide pentru defecte monofazate:	monofazat bifazat cu pămînt	0
Calculul reglajelor protecțiilor maximale, protecțiilor maximale direcționate, protecțiilor maximale cu blocaj de tensiune contra defectelor polifazate și care au o temporizare de 0,5 s și mai mare:		
a) alegerea curentului și tensiunii de acționare	trifazat	∞
b) determinarea coeficientului de sensibilitate	bifazat	∞
Calculul reglajelor protecțiilor maximale direcționate contra defectelor monofazate și care au o temporizare de 0,5 s sau mai mare	monofazat	∞
Determinarea coeficientului de supraalimentare pentru alegerea reglajelor treptei a II-a și a III-a la protecția de distanță	trifazat	∞
Calculul coeficientului de sensibilitate al protecțiilor maximale de curent sau tensiune, treapta II:		
a) la defecte polifazate	trifazat	∞
b) la defecte monofazate	monofazat	∞
Calculul curenților de dezechilibru ai transformatoarelor de curent	trifazat sau monofazat	0
Determinarea coeficientului de sensibilitate al protecțiilor diferențiale (linii, transformatoare, bare etc.).		
a) numai la defecte între faze	bifazat	0
b) numai la defecte monofazate	monofazat	0
c) toate tipurile de defecte	monofazat și bifazat	0

1.3.2. *Locul de scurtcircuit*

Locul de scurtcircuit, în dependență de destinația calculului, se alege în funcție de următoarele condiții:

1. Curentul de scurtcircuit trebuie să treacă prin elementul pentru care se calculează reglajele de protecție.

2. Pentru determinarea celei mai mari valori a curentului de scurtcircuit într-un anumit regim (vezi § 1.3.3), locul de scurtcircuit se alege la locul instalării protecției (începutul liniei, înainte de bobina de reactanță, de transformator, ș.a.m.d. considerînd de la sursa de alimentare). Pentru determinarea celei mai mici valori a curentului de scurtcircuit, locul de scurt-

circuit se alege la capătul elementului protejat, la capătul elementului următor (de rezervat) pentru verificarea acționării protecției de rezervă.

3. Pentru verificarea coeficientului de sensibilitate a unei protecții, locul de scurtcircuit se alege la limita zonei de acționare a protecției.

4. Pentru determinarea coeficientului de supraalimentare, locul de scurtcircuit se alege la capătul elementului care urmează nodului în care se studiază supraalimentarea.

1.3.3. *Regimul care precede scurtcircuitului*

Regimul de funcționare a sistemului înainte de scurtcircuit are o mare influență asupra valorilor curenților de scurtcircuit.

La alegerea reglajelor secționărilor rapide de curent, trebuie ales acel regim care conduce la trecerea prin elementul considerat a curentului maxim de scurtcircuit. Dimpotrivă, la verificarea coeficientului de sensibilitate, sau a coeficientului de siguranță al protecțiilor trebuie ales acel regim care conduce practic la înregistrarea unui curent minim de scurtcircuit prin elementul protejat.

În acest fel, pentru determinarea mărimilor maxime sau minime ale curenților de scurtcircuit, regimul de funcționare al sistemului trebuie ales corespunzător, maxim sau minim.

Regimul maxim se caracterizează prin următoarele condiții:

1. Includerea tuturor surselor de alimentare (generatoare, transformatoare, linii) ale rețelei, în care se consideră scurtcircuitul.

2. La calcule de scurtcircuit monofazat se iau în considerare toate transformatoarele care în regim normal au nulul legat la pămînt.

3. Schema rețelei se va alege astfel încît prin elementul pentru care se face calculul să treacă curentul maxim de scurtcircuit. De exemplu: în cazul a două linii în paralel și a unui scurtcircuit pe barele de sosire, curentul de scurtcircuit total maxim se înregistrează cînd ambele linii sînt în circuit. Totuși curentul maxim de scurtcircuit pe una din linii este maxim cînd una din linii este scoasă, chiar dacă curentul total de scurtcircuit este mai mic în aceste condiții decît în primul caz, dar el trece în întregime prin singura linie în funcțiune.

Regimul minim se caracterizează prin condiții diametral opuse celor din cazul regimului maxim.

Pentru determinarea regimului minim se consideră deconectate toate sursele care practic pot fi oprite la un moment dat (generatoare, transformatoare, linii), iar schema rețelei va fi aleasă astfel ca prin elementul pentru care se efectuează calculul să treacă curentul de scurtcircuit minim.

1.3.4. *Rezistența și capacitatea conductoarelor*

Rezistența elementelor sistemului se ia în considerare în calculele practice de scurtcircuit numai în condițiile în care: $r > 1/3 \cdot x$.

Practic este indicat a se lua în considerație rezistența în cazul rețelelor de cabluri, rețelelor aeriene cu conductoare cu secțiuni mici sau a rețelelor cu conductoare de oțel.

Capacitatea rețelei se ia în considerație numai la calcule efectuate în rețele de 330 — 500 kV și mai mult.

1.3.5. *Arcul electric la locul defectului*

Calculele practice de curenți de scurtcircuit pentru alegerea reglajelor de protecție se fac fără a se lua în considerație rezistența arcului electric de la locul defectului, adică scurtcircuitele se consideră a fi întotdeauna scurtcircuite metalice.

1.3.6. *Considerarea motoarelor la calculul curenților de scurtcircuit*

Motoarele sincrone și compensatoarele sincrone se consideră în calculul curenților de scurtcircuit I''_k și I_k, ca și generatoarele sincrone.

Motoarele asincrone cu tensiunea nominală peste 1 kV trebuiesc considerate în calculul curenților de scurtcircuit I''_k astfel:

— totdeauna la bara de medie tensiune la care sînt racordate;

— la barele de tensiune superioare la care sînt racordate prin transformatoare, numai dacă aportul acestor motoare la curentul de scurtcircuit este mai mare decît o abatere admisă de „a%" din aportul sistemului.

Această condiție se verifică prin relația:

$$\frac{\Sigma S_M}{S_T} \leqslant \frac{a x_M}{\frac{100(1-a)\,S_T}{S_k} - a u_{kT}}, \tag{1.33}$$

unde:

ΣS_M este suma puterilor nominale ale tuturor motoarelor racordate la bara de medie tensiune, în MVA;

S_T — puterea nominală a transformatoarelor prin care sînt racordate la bara de tensiune superioară, în MVA;

S_k — puterea de scurtcircuit a sistemului la bara de tensiune superioară (fără aportul motoarelor);

x_M — reactanța supratranzitorie a motoarelor, în %;

u_{kT} — tensiunea de scurtcircuit a transformatoarelor care servesc la racordarea motoarelor, în %.

Pentru calcule la tensiunea de 110 kV sau mai mare, se recomandă pentru „a" o valoare de 10%.

1.4. **Schema echivalentă de calcul a curenților de scurtcircuit**

Deoarece în cazul scurtcircuitelor simetrice toate fazele se găsesc în aceleași condițiuni, iar în cazul scurtcircuitelor nesimetrice calculul se face prin metoda componentelor simetrice, schema echivalentă pentru calculul curenților de scurtcircuit se reprezintă pe o singură fază.

Toate elementele schemei electrice legate de locul defectului (transformatoare, linii, reactoare etc.) se înlocuiesc prin impedanța echivalentă. Sursele electrice (generatoare, compensatoare sincrone, motoare de mică putere) se înlocuiesc prin t.e.m. și impedanțele echivalente.

Pentru obținerea schemei echivalente, toate elementele schemei de calcul care se află la diverse nivele de tensiuni, se raportează la o singură tensiune, considerată tensiune de bază.

În cazul cînd calculul se efectuează în unități relative, toate elementele din schema de calcul se raportează la puterea de bază, respectiv impedanța de bază corespunzătoare tensiunii de bază.

Relațiile de calcul sînt prezentate în tabelul 1.3.

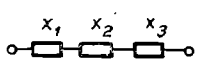
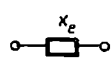
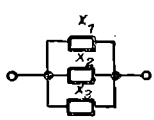
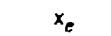
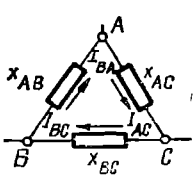
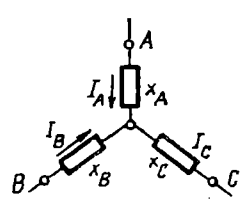
1.5. Calculul curenților de scurtcircuit periodic la locul defectului în cazul defectelor simetrice

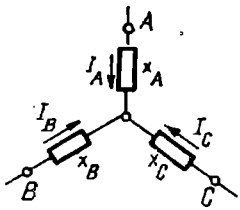
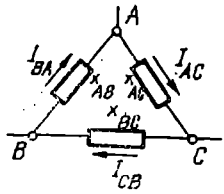
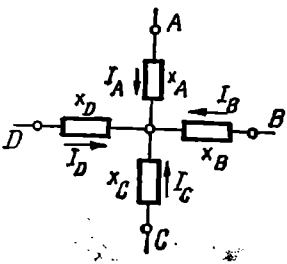
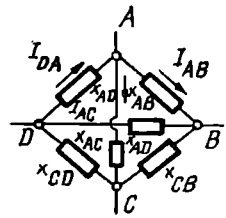
Schema echivalentă de calcul se reduce la cea mai simplă formă care constă într-o t.e.m. rezultantă și o impedanță rezultantă.

Relațiile de transformare a schemelor sînt sintetizate în tabelul 1.13.

Tabelul 1.13

Relații de transfigurare a schemelor

Schema		Relațiile de transfigurare a reactanțelor	Distribuția curenților în schemă înainte de transfigurare
Înainte de transfigurare	După transfigurare		
1	2	3	4
		$x_e = x_1 + x_2 + x_3$	$I_1 = I_2 = I_3$
		$x_e = \dfrac{1}{\dfrac{1}{x_1} + \dfrac{1}{x_2} + \dfrac{1}{x_3}}$ pentru 2 reactanțe $x_e = \dfrac{x_1 x_s}{x_1 + x_2}$	$I_n = I \dfrac{x_e}{x_n}$
		$x_A = \dfrac{x_{AB} x_{AC}}{x_{AB} + x_{AC} + x_{BC}}$ $x_B = \dfrac{x_{BA} x_{BC}}{x_{BA} + x_{BC} + x_{CA}}$ $x_C = \dfrac{x_{CA} x_{CB}}{x_{CA} + x_{CB} + x_{AB}}$	$I_{BA} = \dfrac{I_B x_B - I_A x_A}{x_{AB}}$ $I_{AC} = \dfrac{I_A x_A - I_c x_c}{x_{AC}}$ $I_{DB} = \dfrac{I_c x_C - I_B x_B}{x_{BC}}$

1	2	3	4
		$x_{AB}=x_A+x_B+\frac{x_Ax_B}{x}$ $x_{BC}=x_B+x_C+\frac{x_Bx_C}{x_A}$ $x_{AC}=x_A+x_C+\frac{x_Ax_C}{x_B}$	$I_A=I_{AC}-I_{BA}$ $I_B=I_{BA}-I_{CB}$ $I_C=I_{CB}-I_{AC}$
		$x_{AB}=x_Ax_B\Sigma y$ $x_{BC}=x_Bx_C\Sigma y$ ..... $\Sigma y=\frac{1}{x_A}+\frac{1}{x_B}+$ $+\frac{1}{x_C}+\frac{1}{x_D}$ Analog și pentru o stea cu mai multe raze	$I_A=I_{AB}+$ $+I_{AC}-I_{DA}$ .... ș.a.m.d.

1.5.1. *Calculul curentului de scurtcircuit periodic la locul defectului în cazul sistemului de putere infinită*

În cazul sistemului de putere infinită impedanța echivalentă a sursei se consideră nulă, iar t.e.m. constantă:

1.5.1.1. **Cazul cînd parametrii elementelor sînt exprimați în unități reale:**

$$I_k = \frac{U_{med.\,n}}{\sqrt{3}x_{rez}}, \tag{1.34}$$

unde:

$U_{med.\,n}$ este tensiunea nominală medie, care corespunde tensiunii la care sînt raportate impedanțele schemei de calcul, în kV; pentru $U_{med.\,n}$ se utilizează următoarele valori: 400; 230; 115; 37; 15; 75; 10,5; și 6.3 kV;

x_{rez} — reactanța rezultantă, în Ω;

I_k — curentul periodic de scurtcircuit la t = 0, în kA.

1.5.1.2. **Cazul cînd parametrii elementelor sînt exprimați în unități relative:**

$$I_k = \frac{I_B}{x_{*\,rez}}, \tag{1.35}$$

sau:

$$I_k = \frac{S_B}{\sqrt{3} U_B \cdot x_{*\,rez}}, \tag{1.36}$$

unde:

S_B — puterea de bază, în MVA;
U_B — tensiunea de bază, în kV;
$x_{*\,rez}$ — reactanța rezultată în unități relative;
I_k — curentul periodic de scurtcircuit la t = 0 secunde, în kA.

1.5.2. *Calculul curenților de scurtcircuit periodic la locul defectului în cazul cînd se cunoaște puterea de scurtcircuit a sistemului într-un anume punct al rețelei*

În cazul cînd se cunoaște puterea de scurtcircuit sau curentul de scurtcircuit furnizat de sistem într-un anumit punct din rețea (de exemplu, pe barele unei stații) se determină impedanța sistemului și se consideră că în spatele acestei impedanțe se găsește un sistem de putere infinit.

În aceste condițiuni rămîn valabile relațiile (1.34, 1.35 și 1.36).

Reactanța sistemului în funcție de puterea de scurtcircuit sau de curentul de scurtcircuit se determină astfel:

1.5.2.1. **Cazul cînd parametrii schemei de calcul sînt exprimați în unități reale**

Reactanța echivalentă a sistemului se calculează cu relația:

$$x_S = \frac{U_{med.\,n}}{\sqrt{3} I_{kS}}, \tag{1.37}$$

sau:

$$x_S = \frac{U^2_{med.\,n}}{S_{kS}}, \tag{1.38}$$

unde:

I_{kS} — curentul de scurtcircuit al sistemului, în kA
S_{kS} — puterea de scurtcircuit a sistemului, în MVA
x_S — reactanța echivalentă a sistemului, în Ω.

1.5.2.2. **Cazul cînd parametrii schemei de calcul sînt exprimați în unități relative**

Reactanța echivalentă a sistemului se calculează cu relația:

$$x_S = \frac{I_B}{I_{kS}}, \tag{1.39}$$

sau:

$$x_S = \frac{S_B}{S_{kS}}, \tag{1.40}$$

unde:

I_B, S_B sînt curentul de bază, în kA, respectiv puterea de bază, în MVA.

1.5.3. *Calculul curenților de scurtcircuit periodic la locul defectului în cazul alimentării de la generatoare*

În calculele de scurtcircuit rezistența înfășurării statorice a generatorului se neglijează.

De altfel, dacă $r \leqslant \frac{1}{3} X''_d$, practic valoarea rezistenței r nu influențează rezultatul, astfel că t.e.m. E'' se poate determina cu relația:

$$E'' = \sqrt{(U_{|0|} \cos \varphi_{|0|})^2 + (U_{|0|} \sin \varphi_{|0|} + x''_d I_{|0|})^2}, \tag{1.41a}$$

unde:

$U_{|0|}$, $I_{|0|}$, $\varphi_{|0|}$ sînt tensiunea, curentul și unghiul dintre ele în regimul precedînd momentul scurtcircuitului, sau practic:

$$E'' = U_{|0|} + I_{|0|} \cdot x''_d \cdot \sin \varphi_{|0|}. \tag{1.41b}$$

Pentru calcule curente se dau cîteva valori pentru E'' și x''_d.

	x''_d	E''
— turbogeneratoare	0,125	1,08
— hidrogeneratoare cu înfășurări de amortizare	0,20	1,13
— hidrogeneratoare fără înfășurări de amortizare	0,27	1,18
— compensatoare sincrone	0,20	1,20
— motoare sincrone	0,20	1,10
— motoare asincrone	0,20	0,80

Calculul curentului periodic de scurtcircuit la $t = 0$ secunde se face astfel:

1.5.3.1. **Cazul cînd parametrii schemei de calcul sînt exprimați în unități reale**

$$I_k = \frac{E''_{rez}}{x_{rez}}, \tag{1.42}$$

unde:

E''_{rez} este t.e.m. rezultantă, raportată la tensiunea aleasă pentru calculul de scurtcircuit în kV;

x_{rez} — reactanța rezultată, în Ω.

1.5.3.2. **Cazul cînd parametrii schemei de calcul sînt exprimați în unități relative**

$$I_k = \frac{E''_{*rez}}{x_{*rez}} I_B, \tag{1.43}$$

unde:

I_B — curentul de bază, în kA;

E''_{*rez}, x_{*calc} — cu semnificațiile de la 1.5.3.1. dar exprimate în unități relative.

1.5.4. *Calculul curentului de scurtcircuit periodic la locul defectului pentru alte momente ale regimului de scurtcircuit*

Curenții de scurtcircuit periodic pentru alte momente ale regimului de scurtcircuit depind de natura generatoarelor și regulatoarelor de tensiune ale acestora.

Curenții de scurtcircuit periodic la timpii: 0,1, 0,2 și ∞ se determină din curbele de decrement în funcție de reactanța de calcul x_{calc}.

1.5.4.1. **Elementele schemei de calcul exprimate în unități reale**

Reactanța de calcul se determină cu relația:

$$x_{calc} = x_{rez}\frac{\Sigma S_N}{U^2_{med.n}}, \tag{1.44}$$

unde:

ΣS_N este suma puterilor nominale ale generatoarelor din schema de calcul, în MVA;

x_{rez} — reactanța rezultantă, în Ω.

1.5.4.2. **Elementele schemei de calcul exprimate în unități relative**

$$x_{calc} = x_{*rez}\frac{\Sigma S_N}{S_B}, \tag{1.45}$$

unde:

S_B — puterea de bază, în MVA;

x_{*rez} — reactanța rezultantă în unități relative.

Curenții de scurtcircuit se obțin din relațiile:

$$\begin{aligned} I_{k0.1} &= k_{0.1}I_N, \\ I_{k0.2} &= k_{0.2}I_N, \\ I_{k\infty} &= k_\infty I_N, \end{aligned} \tag{1.46}$$

unde:

I_N este curentul nominal corespunzînd puterii ΣS_N.

Coeficienții $k_{0;1}$, $k_{0;2}$, k_∞ se iau din tabelul 1.14.

Pentru valori ale lui x_{calc} mai mari decît 3 se poate considera:

$$I_{k0.1} = I_{k0.2} = I_{k\infty}.$$

Tabele de decrement ale multiplului curentului nominal $\left(k = \frac{I}{I_n}\right)$

a) *Turboalternatoare cu reglaj automat al tensiunii*

x_{calc}	0	0,1	0,2	∞	x_{calc}	0	0,1	0,2	∞
0,1	11	6,84	5,9	2,89	0,6	1,67	1,48	1,42	1,66
0,11	10	8,3	5,45	2,83	0,61	1,63	1,46	1,40	1,63
0,12	8,5	5,75	5,1	2,8	0,62	1,6	1,44	1,39	1,61
0,13	8	5,5	4,8	2,79	0,63	1,58	1,42	1,37	1,60
0,14	7,4	5,23	4,6	2,75	0,64	1,54	1,40	1,35	1,59
0,15	6,8	5	4,35	2,71	0,65	1,53	1,39	1,33	1,575
0,16	6,4	4,82	4,2	2,68	0,66	1,5	1,37	1,31	1,555
0,17	6	4,56	4	2,62	0,67	1,49	1,35	1,30	1,535
0,18	5,6	4,35	3,8	2,6	0,68	1,48	1,33	1,28	1,52
0,19	5,4	4,25	3,7	2,59	0,69	1,45	1,31	1,27	1,515
0,2	5	4	3,5	2,57	0,7	1,43	1,30	1,26	1,5
0,21	4,8	3,85	3,35	2,53	0,71	1,51	1,28	1,24	1,49
0,22	4,6	3,7	3,25	2,5	0,72	1,395	1,26	1,22	1,475
0,23	4,3	3,52	3,13	2,49	0,73	1,38	1,25	1,20	1,465
0,24	4,1	3,4	3,0	2,46	0,74	1,37	1,23	1,19	1,45
0,25	3,95	3,29	2,97	2,43	0,75	1,35	1,22	1,18	1,435
0,26	3,86	3,2	2,91	2,41	0,76	1,33	1,20	1,17	1,42
0,27	3,75	3,1	2,82	2,39	0,77	1,315	1,19	1,16	1,415
0,28	3,6	2,98	2,72	2,38	0,78	1,3	1,18	1,14	1,4
0,29	3,48	2,9	2,64	2,33	0,79	1,29	1,17	1,13	1,395
0,3	3,36	2,97	2,56	2,3	0,8	1,28	1,16	1,11	1,38
0,31	3,22	2,68	2,5	2,28	0,81	1,26	1,14	1,09	1,36
0,32	3,13	2,61	2,42	2,26	0,82	1,235	1,12	1,08	1,34
0,33	3,02	2,54	2,38	2,22	0,83	1,22	1,11	1,07	1,33
0,34	2,97	2,49	2,3	2,2	0,84	1,205	1,10	1,06	1,32
0,35	2,9	2,43	2,25	2,18	0,85	1,2	1,09	1,05	1,315
0,36	2,81	2,38	2,2	2,16	0,86	1,19	1,08	1,04	1,31
0,37	2,75	2,32	2,18	2,13	0,87	1,17	1,07	1,03	1,295
0,38	2,7	2,28	2,12	2,1	0,88	1,16	1,06	1,02	1,285
0,39	2,61	2,23	2,08	2,08	0,89	1,14	1,04	1,01	1,282
0,4	2,54	2,17	2,03	2,06	0,9	1,13	1,03	1	1,27
0,41	2,48	2,12	1,98	2,02	0,91	1,115	1,02	0,99	1,248
0,42	2,41	2,06	1,93	2	0,92	1,1	1,01	0,98	1,23
0,43	2,35	2,01	1,9	1,98	0,93	1,08	1,0	0,97	1,225
0,44	2,3	1,98	1,86	1,96	0,94	1,07	0,98	0,96	1,219
0,45	2,26	1,93	1,82	1,93	0,95	1,06	0,97	0,956	1,204
0,46	2,19	1,89	1,79	1,9	0,96	1,05	0,96	0,95	1,198
0,47	2,15	1,86	1,75	1,89	0,97	1,04	0,95	0,945	1,19
0,48	2,1	1,82	1,71	1,87	0,98	1,03	0,94	0,938	1,179
0,49	2,05	1,78	1,68	1,85	0,99	1,02	0,93	0,927	1,168
0,5	2,02	1,75	1,66	1,83	1,0	1	0,92	0,918	1,16
0,51	1,99	1,71	1,63	1,81	1,01	0,995	0,909	0,903	1,148
0,52	1,93	1,69	1,6	1,79	1,02	0,99	0,899	0,895	1,124
0,53	1,9	1,66	1,58	1,775	1,03	0,985	0,892	0,89	1,112
0,54	1,87	1,63	1,55	1,76	1,04	0,98	0,884	0,88	1,1
0,55	1,82	1,6	1,52	1,73	1,05	0,97	0,877	0,87	1,088
0,56	1,78	1,57	1,5	1,71	1,06	0,96	0,871	0,869	1,076
0,57	1,73	1,53	1,49	1,695	1,07	0,95	0,865	0,861	1,064
0,58	1,71	1,52	1,46	1,69	1,08	0,94	0,859	0,855	1,052
0,59	1,69	1,5	1,43	1,665	1,09	0,93	0,852	0,848	1,04

Tabelul 1.14 (continuare)

x_{calc}	0	0,1	0,2	∞	x_{calc}	0	0,1	0,2	∞
1,1	0,92	0,845	0,84	1,03	1,6	0,628	0,592	0,589	0,681
1,11	0,9	0,839	0,834	1,02	1,61	0,625	0,589	0,586	0,677
1,12	0,885	0,833	0,83	1,01	1,62	0,622	0,586	0,581	0,673
1,13	0,88	0,826	0,822	1,0	1,63	0,62	0,581	0,578	0,669
1,14	0,87	0,82	0,816	0,99	1,64	0,615	0,578	0,575	0,665
1,15	0,865	0,813	0,81	0,98	1,65	0,61	0,575	0,572	0,661
1,16	0,86	0,806	0,802	0,97	1,66	0,605	0,572	0,569	0,657
1,17	0,85	0,8	0,797	0,96	1,67	0,6	0,569	0,566	0,653
1,18	0,84	0,793	0,79	0,95	1,68	0,598	0,566	0,563	0,649
1,19	0,835	0,787	0,785	0,94	1,69	0,595	0,563	0,56	0,645
1,2	0,83	0,78	0,777	0,935	1,7	0,593	0,56	0,558	0,64
1,21	0,82	0,774	0,77	0,926	1,71	0,59	0,558	0,556	0,636
1,22	0,815	0,768	0,764	0,917	1,72	0,585	0,556	0,552	0,632
1,23	0,81	0,762	0,758	0,908	1,73	0,58	0,552	0,548	0,628
1,24	0,8	0,756	0,751	0,899	1,74	0,575	0,548	0,542	0,624
1,25	0,795	0,75	0,745	0,89	1,75	0,57	0,542	0,538	0,62
1,26	0,79	0,744	0,739	0,882	1,76	0,569	0,538	0,533	0,616
1,27	0,785	0,738	0,734	0,874	1,77	0,564	0,533	0,529	0,612
1,28	0,78	0,732	0,729	0,86	1,78	0,562	0,529	0,525	0,608
1,29	0,775	0,726	0,724	0,856	1,79	0,56	0,525	0,522	0,604
1,3	0,77	0,72	0,719	0,848	1,8	0,558	0,522	0,52	0,6
1,31	0,765	0,716	0,712	0,842	1,81	0,556	0,52	0,518	0,596
1,32	0,76	0,713	0,707	0,836	1,82	0,553	0,518	0,516	0,592
1,33	0,755	0,709	0,702	0,83	1,83	0,55	0,516	0,515	0,588
1,34	0,75	0,704	0,697	0,824	1,84	0,548	0,515	0,513	0,584
1,35	0,74	0,7	0,694	0,818	1,85	0,545	0,513	0,511	0,581
1,36	0,735	0,695	0,69	0,812	1,86	0,54	0,511	0,508	0,577
1,37	0,73	0,692	0,688	0,805	1,87	0,538	0,508	0,505	0,573
1,38	0,725	0,688	0,684	0,796	1,88	0,535	0,505	0,503	0,569
1,39	0,72	0,684	0,68	0,792	1,89	0,532	0,503	0,5	0,565
1,4	0,715	0,68	0,676	0,788	1,9	0,53	0,5	0,498	0,562
1,41	0,71	0,676	0,673	0,783	1,91	0,529	0,498	0,496	0,559
1,42	0,705	0,673	0,669	0,778	1,92	0,528	0,496	0,494	0,555
1,43	0,7	0,669	0,663	0,773	1,93	0,527	0,494	0,492	0,552
1,44	0,695	0,663	0,658	0,768	1,94	0,525	0,492	0,49	0,548
1,45	0,69	0,658	0,655	0,763	1,95	0,522	0,49	0,488	0,545
1,46	0,685	0,655	0,65	0,758	1,96	0,52	0,588	0,486	0,542
1,47	0,68	0,65	0,644	0,753	1,97	0,518	0,486	0,484	0,538
1,48	0,675	0,644	0,638	0,748	1,98	0,515	0,484	0,482	0,534
1,49	0,67	0,638	0,635	0,742	1.99	0,51	0,482	0,48	0,531
1,5	0,665	0,635	0,63	0,735	2,0	0,505	0,48	0,478	0,528
1,51	0,66	0,63	0,625	0,73	2,01	0,502	0,478	0,476	0,525
1,52	0,658	0,625	0,62	0,725	2,02	0,5	0,476	0,473	0,523
1,53	0,655	0,62	0,616	0,72	2,03	0,498	0,473	0,47	0,52
1,54	0,65	0,616	0,612	0,715	2,04	0,494	0,47	0,468	0,518
1,55	0,648	0,612	0,608	0,71	2,05	0,49	0,468	0,465	0,515
1.56	0,645	0,608	0,604	0,705	2,06	0,488	0,465	0,463	0,512
1,57	0,64	0,604	0,6	0,7	2,07	0,484	0,463	0,46	0,509
1,58	0,635	0,6	0,596	0,698	2,08	0,481	0,46	0,458	0,506
1,59	0,63	0,596	0,592	0,688	2,09	0,479	0,458	0,455	0,507

Tabelul 1.14 (continuare)

x_{calc}	0	0,1	0,2	∞	x_{calc}	0	0,1	0,2	∞
2,1	0,478	0,451	0,453	0,502	2,6	0,385	0,372	0,371	0,405
2,11	0,475	0,453	0,451	0,5	2,61	0,384	0,371	0,37	0,403
2,12	0,473	0,451	0,449	0,498	2,62	0,383	0,37	0,369	0,402
2,13	0,471	0,449	0,447	0,496	2,63	0,382	0,369	0,368	0,400
2,14	0,469	0,447	0,445	0,494	2,64	0,381	0,368	0,367	0,399
2,15	0,466	0,445	0,443	0,492	2,65	0,379	0,367	0,366	0,397
2,16	0,462	0,443	0,441	0,490	2,66	0,377	0,366	0,364	0,396
2,17	0,46	0,441	0,439	0,488	2,67	0,375	0,364	0,363	0,394
2,18	0,458	0,439	0,437	0,486	2,68	0,373	0,363	0,362	0,393
2,19	0,457	0,437	0,435	0,483	2,69	0,372	0,362	0,36	0,391
2,2	0,455	0,435	0,433	0,481	2,7	0,371	0,36	0,359	0,39
2,21	0,453	0,433	0,431	0,479	2,71	0,37	0,359	0,358	0,389
2,22	0,451	0,431	0,429	0,477	2,72	0,37	0,358	0,357	0,388
2,23	0,449	0,429	0,427	0,475	2,73	0,369	0,357	0,356	0,386
2,24	0,447	0,427	0,425	0,473	2,74	0,369	0,356	0,354	0,385
2,25	0,445	0,425	0,423	0,471	2,75	0,368	0,354	0,353	0,384
2,26	0,443	0,423	0 421	0 469	2,76	0,368	0,353	0,352	0,383
2,27	0,441	0,421	0,42	0,467	2,77	0,367	0,353	0,351	0,381
2,28	0,439	0,42	0,418	0,465	2,78	0,366	0,351	0,349	0,38
2,29	0,437	0,418	0,416	0,462	2,79	0,365	0,35	0,348	0,379
2,3	0,435	0,416	0,415	0,459	2,8	0,364	0,348	0,347	0,378
2,31	0,434	0,415	0,414	0,458	2,81	0,363	0,347	0,346	0,376
2,32	0,432	0,414	0,412	0,456	2,82	0,361	0,346	0,345	0,375
2,33	0,43	0,412	0,411	0,454	2,83	0,359	0,345	0,343	0,374
2,34	0,428	0,411	0,41	0,452	2,84	0,357	0,343	0,341	0,372
2,35	0,426	0,41	0,408	0,450	2,85	0,355	0,341	0,339	0,371
2,36	0,424	0,408	0,406	0,448	2,86	0,352	0,339	0,337	0,369
2,37	0,422	0,406	0,404	0,446	2,87	0,35	0,337	0,335	0,367
2,38	0,42	0,404	0,402	0,444	2,88	0,347	0,335	0,334	0,366
2,39	0,418	0,402	0,4	0,492	2,89	0,344	0,334	0,332	0,364
2,4	0,416	0,4	0,399	0,440	2,9	0,342	0,332	0,331	0,362
2,41	0,414	0,399	0,398	0,438	2,91	0,341	0,331	0,33	0,36
2,42	0,412	0,398	0,397	0,437	2,92	0,34	0,33	0,329	0,358
2,43	0,411	0,397	0,396	0,435	2,93	0,339	0,329	0,328	0,357
2,44	0,41	0,396	0,394	0,434	2,94	0,338	0,328	0,327	0,356
2,45	0,408	0,394	0,393	0,432	2,95	0,337	0,327	0,326	0,355
2,46	0,406	0,393	0,392	0,431	2,96	0,337	0,326	0,325	0,354
2,47	0,405	0,392	0,391	0,429	2,97	0,336	0,325	0,324	0,353
2,48	0,404	0,391	0,39	0,427	2,98	0,335	0,324	0,332	0,352
2,49	0,402	0,39	0,388	0,425	2,99	0,334	0,323	0,322	0,351
2,5	0,4	0,388	0,387	0,424	3,0	0,332	0,332	0,321	0,350
2,51	0,398	0,387	0,385	0,423					
2,52	0,397	0,385	0,384	0,421					
2,53	0,396	0,384	0,382	0,419					
2,54	0,395	0,382	0,38	0,417					
2,55	0,394	0,38	0,379	0,415					
2,56	0,393	0,379	0,377	0,413					
2,57	0,391	0,377	0,375	0,41					
2,58	0,389	0,375	0,374	0,409					
2,59	0,387	0,374	0,372	0,407					

b) *Hidroalternatoare cu reglaj al tensiunii și înfășurării de amortizare*

x_{calc}	0	0,1	0,2	∞	x_{calc}	0	0,1	0,2	∞
0,2	—	—	—	—	0,7	1,63	1,48	1,455	1,8
0,21	—	—	—	—	0,71	1,6	1,46	1,435	1,785
0,22	—	—	—	—	0,72	1,585	1,44	1,41	1,735
0,23	—	—	—	—	0,73	1,56	1,425	1,395	1,72
0,24	—	—	—	—	0,74	1,525	1,405	1,38	1,715
0,25	6,3	4,37	4,0	3,48	0,75	1,5	1,39	1,36	1,695
0,26	5,9	4,25	3,9	3,42	0,76	1,485	1,37	1,335	1,68
0,27	5,6	4,1	3,8	3,39	0,77	1,47	1,35	1,32	1,66
0,28	5,35	3,97	3,7	3,32	0,78	1,45	1,33	1,3	1,64
0,29	5,12	3,81	3,52	3,28	0,79	1,425	1,31	1,285	1,62
0,3	4,81	3,67	3,43	3,21	0,8	1,405	1,3	1,27	1,45
0,31	4,6	3,55	3,3	3,17	0,81	1,39	1,29	1,25	1,585
0,32	4,42	3,45	3,2	3,1	0,82	1,375	1,28	1,235	1,57
0,33	4,27	3,22	3,12	3,05	0,83	1,36	1,265	1,22	1,55
0,34	4,08	3,2	3,03	3,0	0,84	1,33	1,245	1,205	1,53
0,35	3,9	3,1	2,93	2,95	0,85	1,305	1,22	1,19	1,515
0,36	3,73	3,0	2,83	2,9	0,86	1,295	1,203	1,18	1,495
0,37	3,6	2,92	2,76	2,86	0,87	1,28	1,198	1,17	1,48
0,38	3,49	2,81	2,7	2,82	0,88	1,27	1,18	1,16	1,47
0,39	3,39	2,76	2,62	2,78	0,89	1,255	1,17	1,15	1,46
0,4	3,25	2,69	2,53	2,74	0,9	1,235	1,155	1,135	1,445
0,41	3,15	2,61	2,48	2,7	0,91	1,22	1,145	1,12	1,425
0,42	3,05	2,52	2,41	2,65	0,92	1,203	1,135	1,1	1,41
0,43	2,93	2,48	2,37	2,6	0,93	1,195	1,12	1,09	1,4
0,44	2,87	2,42	2,32	2,55	0,94	1,17	1,105	1,08	1,39
0,45	2,79	2,38	2,27	2,51	0,95	1,16	1,09	1,065	1,37
0,46	2,72	2,31	2,22	2,485	0,96	1,145	1,08	1,05	1,36
0,47	2,65	2,27	2,18	2,46	0,97	1,13	1,07	1,04	1,34
0,48	2,6	2,22	2,13	2,425	0,98	1,12	1,06	1,03	1,325
0,49	2,51	2,16	2,08	2,39	0,99	1,105	1,04	1,02	1,31
0,5	2,45	2,11	2,04	2,36	1,0	1,098	1,03	1,01	1,3
0,51	2,4	2,08	2,01	2,32	1,01	1,088	1,021	1,001	1,29
0,52	2,36	2,03	1,97	2,3	1,02	1,078	1,012	0,992	1,28
0,53	2,3	2,0	1,93	2,27	1,03	1,065	1,003	0,983	1,27
0,54	2,24	1,97	1,9	2,235	1,04	1,054	0,994	0,974	1,26
0,55	2,19	1,91	1,86	2,2	1,05	1,044	0,985	0,965	1,25
0,56	2,13	1,875	1,81	2,18	1,06	1,033	0,976	0,956	1,24
0,57	2,1	1,83	1,78	2,14	1,07	1,023	0,967	0,947	1,23
0,58	2,06	1,8	1,745	2,12	1,08	1,011	0,958	0,938	1,22
0,59	2,015	1,77	1,72	2,09	1,09	1,001	0,949	0,929	1,21
0,6	1,97	1,74	1,69	2,06	1,1	0,99	0,94	0,92	1,2
0,61	1,93	1,71	1,67	2,03	1,11	0,982	0,932	0,911	1,188
0,62	1,88	1,68	1,63	2,0	1,12	0,974	0,925	0,903	1,173
0,63	1,85	1,65	1,61	1,98	1,13	0,966	0,917	0,895	1,164
0,64	1,82	1,62	1,59	1,96	1,14	0,958	0,91	0,886	1,152
0,65	1,785	1,59	1,56	1,92	1,15	0,95	0,902	0,877	1,14
0,66	1,75	1,57	1,53	1,895	1,16	0,942	0,895	0,869	1,128
0,67	1,72	1,54	1,505	1,88	1,17	0,934	0,887	0,86	1,116
0,68	1,69	1,52	1,495	1,85	1,18	0,926	0,88	0,852	1,104
0,69	1,665	1,5	1,48	1,82	1,19	0,918	0,872	0,843	1,092

Tabelul 1.14 (continuare)

x_{calc}	0	0,1	0,2	∞	x_{calc}	0	0,1	0,2	∞
1,2	0,91	0,865	0,835	1,08	1,7	0,621	0,62	0,595	0,7
1,21	0,902	0,859	0,828	1,068	1,71	0,618	0,616	0,591	0,696
1,22	0,894	0,853	0,821	1,058	1,72	0,614	0,612	0,588	0,692
1,23	0,886	0,847	0,815	1,043	1,73	0,610	0,609	0,584	0,688
1,24	0,878	0,841	0,808	1,03	1,74	0,606	0,606	0,581	0,684
1,25	0,87	0,835	0,802	1,018	1,75	0,602	0,602	0,577	0,68
1,26	0,862	0,829	0,795	1,005	1,76	0,598	0,599	0,574	0,676
1,27	0,854	0,823	0,789	0,993	1,77	0,594	0,595	0,57	0,672
1,28	0,846	0,817	0,783	0,98	1,78	0,59	0,592	0,567	0,668
1,29	0,838	0,811	0,776	0,968	1,79	0,586	0,588	0,563	0,664
1,3	0,832	0,805	0,77	0,955	1,8	0,582	0,585	0,56	0,66
1,31	0,826	0,798	0,765	0,946	1,81	0,579	0,582	0,557	0,654
1,32	0,819	0,792	0,76	0,938	1,82	0,576	0,579	0,554	0,649
1,33	0,812	0,785	0,755	0,929	1,83	0,573	0,576	0,551	0,643
1,34	0,808	0,78	0,75	0,921	1,84	0,57	0,572	0,548	0,638
1,35	0,798	0,774	0,745	0,912	1,85	0,567	0,569	0,545	0,632
1,36	0,791	0,768	0,74	0,904	1,86	0,564	0,566	0,542	0,627
1,37	0,784	0,762	0,735	0,895	1,87	0,562	0,563	0,539	0,621
1,38	0,777	0,756	0,73	0,887	1,88	0,56	0,56	0,536	0,616
1,39	0,77	0,751	0,725	0,878	1,89	0,557	0,557	0,533	0,611
1,4	0,763	0,745	0,72	0,87	1,9	0,555	0,555	0,53	0,605
1,41	0,758	0,74	9,715	0,863	1,91	0,553	0,553	0,528	0,603
1,42	0,752	0,735	0,711	0,857	1,92	0,55	0,55	0,525	0,601
1,43	0,746	0,73	0,706	0,85	1,93	0,547	0,547	0,522	0,599
1,44	0,741	0,725	0,702	0,844	1,94	0,543	0,543	0,52	0,597
1,45	0,736	0,72	0,697	0,837	1,95	0,54	0,54	0,517	0,595
1,46	0,731	0,716	0,693	0,831	1,96	0,537	0,537	0,515	0,593
1,47	0,726	0,712	0,688	0,824	1,97	0,534	0,534	0,512	0,591
1,48	0,721	0,708	0,684	0,818	1,98	0,531	0,531	0,51	0,589
1,49	0,715	0,705	0,679	0,811	1,99	0,528	0,528	0,507	0,587
1,5	0,71	0,704	0,675	0,805	2,0	0,525	0,525	0,505	0,585
1,51	0,705	0,7	0,671	0,803	2,01	0,522	0,523	0,503	0,581
1,52	0,699	0,695	0,667	0,795	2,02	0,519	0,521	0,501	0,577
1,53	0,694	0,69	0,663	0,789	2,03	0,517	0,519	0,498	0,574
1,54	0,692	0,685	0,659	0,78	2,04	0,514	0,517	0,495	0,573
1,55	0,687	0,68	0,655	0,778	2,05	0,511	0,515	0,492	0,57
1,56	0,683	0,675	0,651	0,772	2,06	0,509	0,513	0,489	0,567
1,57	0,678	0,67	0,647	0,767	2,07	0,506	0,511	0,486	0,564
1,58	0,674	0,665	0,643	0,761	2,08	0,503	0,509	0,483	0,561
1,59	0,669	0,66	0,639	0,756	2,09	0,5	0,507	0,48	0,558
1,6	0,665	0,655	0,635	0,75	2,1	0,496	0,505	0,478	0,555
1,61	0,661	0,652	0,631	0,745	2,11	0,495	0,501	0,476	0,552
1,62	0,657	0,648	0,627	0,74	2,12	0,493	0,497	0,474	0,549
1,63	0,552	0,644	0,623	0,735	2,13	0,491	0,494	0,472	0,546
1,64	0,648	0,64	0,619	0,73	2,14	0,488	0,492	0,46	0,543
1,65	0,643	0,637	0,615	0,725	2,15	0,486	0,49	0,468	0,54
1,66	0,639	0,634	0,611	0,72	2,16	0,484	0,488	0,466	0,537
1,67	0,634	0,63	0,607	0,715	2,17	0,482	0,486	0,464	0,534
1,68	0,63	0,627	0,603	0,71	2,18	0,479	0,484	0,462	0,531
1,69	0,625	0,623	0,599	0,705	2,19	0,477	0,482	0,46	0,528

Tabelul 1.14 (continuare)

x_{calc}	0	0,1	0,2	∞	x_{calc}	0	0,1	0,2	∞
2,2	0,475	0,48	0,458	0,525	2,7	0,383	0,39	0,372	0,413
2,21	0,472	0,478	0,456	0,523	2,71	0,381	0,389	0,37	0,411
2,22	0,47	0,476	0,454	0,52	2,72	0,38	0,388	0,368	0,409
2,23	0,468	9,474	0,452	0,517	2,73	0,378	0,387	0,367	0,407
2,24	0,466	0,472	0,45	0,513	2,74	0,377	0,385	0,366	0,405
2,25	0,464	0,47	0,448	0,51	2,75	0,375	0,383	0,365	0,403
2,26	0,462	0,468	0,446	0,507	2,76	0,374	0,381	0,364	0,401
2,27	0,459	0,466	0,444	0,504	2,77	0,372	0,38	0,362	0,4
2,28	0,457	0,464	0,442	0,501	2,78	0,371	0,379	0,361	0,399
2,29	0,455	0,462	0,44	0,498	2,79	0,37	0,378	0,36	0,397
2,3	0,453	0,46	0,438	0,495	2,8	0,368	0,377	0,359	0,396
2,31	0,451	0,458	0,436	0,492	2,81	0,366	0,376	0,356	0,394
2,32	0,449	0,456	0,434	0,489	2,82	0,365	0,375	0,354	0,392
2,33	0,447	0,454	0,432	0,487	2,83	0,364	0,374	0,353	0,39
2,34	0,445	0,452	0,43	0,484	2,84	0,362	0,372	0,352	0,389
2,35	0,443	0,45	0,429	0,482	2,85	0,361	0,371	0,35	0,387
2,36	0,441	0,448	0,427	0,479	2,86	0,359	0,369	0,349	0,386
2,37	0,439	0,446	0,425	0,477	2,87	0,357	0,368	0,348	0,384
2,38	0,437	0,444	0,423	0,475	2,88	0,355	0,366	0,347	0,383
2,39	0,435	0,442	0,421	0,472	2,89	0,353	0,365	0,346	0,381
2,4	0,434	0,44	0,42	0,46	2,9	0,352	0,363	0,345	0,38
2,41	0,432	0,439	0,418	0,468	2,91	0,351	0,362	0,344	0,378
2,42	0,429	0,438	0,417	0,466	2,92	0,35	0,36	0,343	0,377
2,43	0,428	0,436	0,415	0,464	2,93	0,349	0,358	0,342	0,376
2,44	0,426	0,434	0,414	0,462	2,94	0,348	0,357	0,341	0,375
2,45	0,425	0,433	0,413	0,46	2,95	0,347	0,356	0,34	0,374
2,46	0,423	0,431	0,411	0,458	2,96	0,346	0,355	0,339	0,373
2,47	0,422	0,429	0,41	0,456	2,97	0,345	0,354	0,338	0,372
2,48	0,421	0,428	0,408	0,454	2,98	0,344	0,353	0,337	0,37
2,49	0,42	0,426	0,406	0,452	2,99	0,343	0,352	0,336	0,369
2,5	0,418	0,425	0,405	0,45	3,0	0,342	0,35	0,335	0,368
2,51	0,416	0,423	0,403	0,448					
2,52	0,414	0,421	0,401	0,446					
2,53	0,412	0,419	0,399	0,444					
2,54	0,411	0,417	0,397	0,442					
2,55	0,41	0,416	0,395	0,44					
2,56	0,408	0,414	0,394	0,438					
2,57	0,406	0,412	0,392	0,436					
2,58	0,404	0,41	0,39	0,434					
2,59	0,402	0,409	0,389	0,432					
2,6	0,4	0,407	0,387	0,43					
2,61	0,398	0,404	0,385	0,428					
2,62	0,396	0,402	0,384	0,426					
2,63	0,394	0,4	0,383	0,424					
2,64	0,392	0,399	0,381	0,422					
2,65	0,39	0,397	0,38	0,421					
2,66	0,388	0,396	0,378	0,419					
2,67	0,386	0,394	0,377	0,417					
2,68	0,385	0,393	0,375	0,416					
2,69	0,384	0,391	0,374	0,414					

1.6. Calculul curentului de scurtcircuit periodic în cazul defectelor nesimetrice

Pentru calculul curenților de scurtcircuit în cazul defectelor nesimetrice se utilizează metoda componentelor simetrice.

În acest scop se stabilesc schemele echivalente de calcul pentru rețeaua directă, inversă și homopolară.

Schema de calcul a rețelei directe se alcătuiește în același mod ca în cazul scurtcircuitului trifazat și se reduce la forma cea mai simplă.

Schema de calcul a rețelei inverse se compune din aceleași elemente ca și în cazul schemei rețelei directe dar avînd valorile impedanțelor inverse. Tensiunile electromotoare ale generatoarelor se consideră nule. Schema se reduce la forma cea mai simplă.

Întrucît pentru linii, transformatoare și reactoare $x_2 = x_1$ iar pentru turboalternatoare și hidroalternatoare avînd înfășurări de amortizare se pot considera $x_2 \simeq x_1$, rezultă că în calcule aproximative, schema rețelei inverse poate fi considerată aproximativ aceeași cu schema rețelei directe adică:

$$x_{2\,rez} = x_{1\,rez}.$$

Schema de calcul a rețelei homopolare se întocmește numai pentru cazul defectelor monofazate sau bifazate cu pămînt în rețele cu neutrul legat direct la pămînt.

Alcătuirea schemei de calcul a rețelei homopolare trebuie să înceapă prin stabilirea contururilor prin care pot trece curenții homopolari la un scurtcircuit într-un anumit punct.

În schema de calcul a rețelei homopolare vor fi incluse numai acele elemente care, conform analizei menționate mai sus, permit trecerea curentului homopolar.

La scurtcircuite pe liniile paralele trebuiesc luate în considerație inductanțele mutuale între circuite, așa cum arată tabelul 1.15.

1.6.1. *Reguli de bază la calculul curenților la scurtcircuite nesimetrice*

Calculul curenților (și tensiunilor) la scurtcircuite nesimetrice se efectuează pe baza următoarelor relații:

1.6.1.1. **Curentul periodic de secvență directă** la locul scurtcircuitului pentru orice fel de defect se exprimă astfel:

$$I_{1K} = \frac{E_{1\,rez}}{x_{1\,rez} + x_{supl}}, \tag{1.47}$$

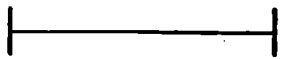
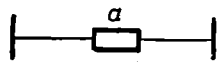
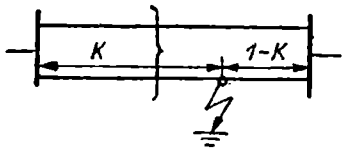
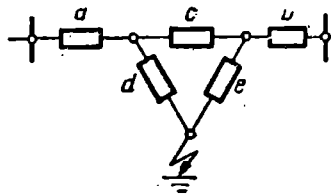
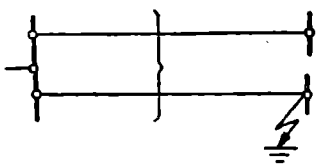
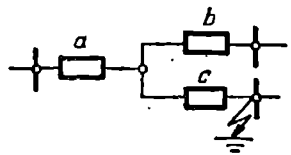
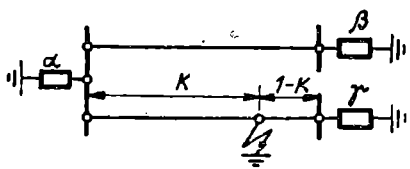
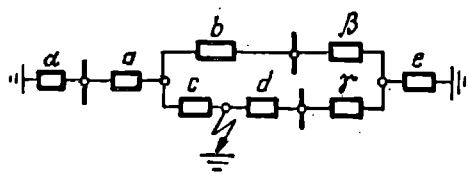
unde:

I_{1K} este curentul periodic de secvență directă la locul scurtcircuitului;

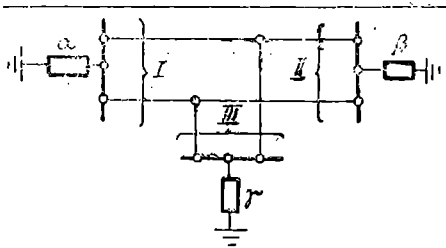
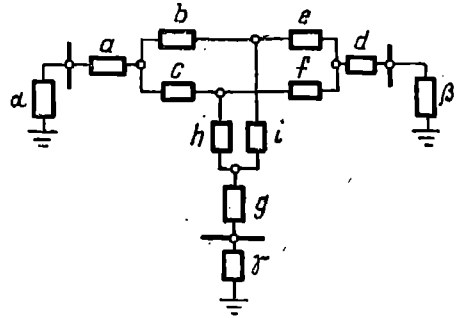
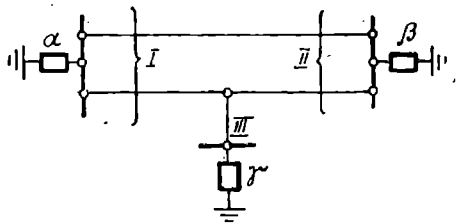
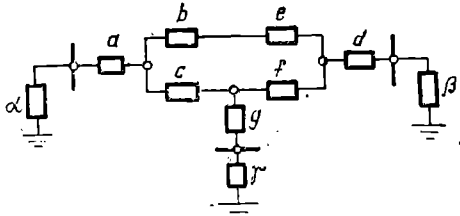
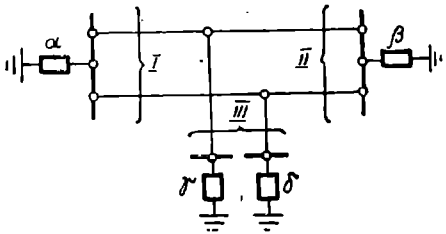
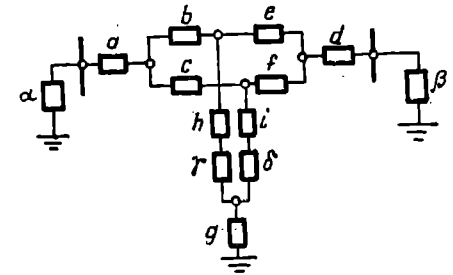
$x_{1\,rez}$ — impedanța directă rezultantă;

x_{supl} — impedanța suplimentară a cărei mărime se determină pe baza impedanței rezultante inverse și homopolare și în funcție de natura defectului. Valoarea X_{supl} nu depinde de parametrii rețelei directe și nici de timpul scurs de la producerea scurtcircuitului.

Scheme homopolare pentru linii

		$a = x_o$
		$a = kx_{mo}$; $b = (1-k)\,x_{mo}$; $c = x_o - x_{mo}$; $d = k(kx_o - x_{mo})$; $e = (1-k)\,(x_o - x_{mo})$.
		$a = x_{mo}$ $b = c = x_o - x_{mo}$
		$a = kx_{mo}$; $b = x_o - x_{mo}$ $c = k(x_o - x_{mo})$; $d = (1-k)\,(x_o - x_{mo})$ $e = (1-k)\,x_{mo}$

Tabelul 1.15 (continuare)

		$a = x_{mo\,I}$; $b = c = x_{o\,I} - x_{mo\,I}$ $d = x_{mo\,II}$; $c = f = x_{o\,II} - x_{mo\,II}$ $g = x_{mo\,III}$; $h = i = x_{o\,III} - x_{mo\,III}$
		$a = x_{mo\,I}$; $b = c = x_{o\,I} - x_{mo\,I}$ $d = x_{mo\,II}$; $e = f = x_{o\,II} - x_{mo\,II}$ $g = x_{o\,III}$
		$a = x_{mo\,I}$; $b = c + x_{o\,I} - x_{mo\,I}$ $d = x_{mo\,II}$; $e = f = x_{o\,II} - x_{mo\,II}$ $g = x_{mo\,III}$; $h = i = x_{o\,III} - x_{mo\,III}$

1.6.1.2. **Valoarea absolută a curentului periodic de scurtcircuit** la locul scurtcircuitului nesimetric este proporțională cu curentul de secvență directă și se exprimă astfel:

$$I_K^{(n)} = m^{(n)} I_{1K}, \tag{1.48}$$

unde:

n este tipul de scurtcircuit;
$m^{(n)}$ — coeficient de proporționalitate, funcție de tipul de scurtcircuit.

Valorile pentru x_{supl} și $m^{(n)}$ sînt date în tabelul 1.16.

Tabelul 1.16

Valorile impedanței suplimentare și a coeficientului de proporționalitate la diverse tipuri de scurtcircuit

Tipul de scurtcircuit	x_{supl}	$x_{1\,rez} + x_{supl}$	$m^{(n)}$
Trifazat	0	$x_{1\,rez}$	1
Bifazat	$x_{2\,rez}$	$x_{1\,rez} + x_{2\,rez}$	$\sqrt{3}$
Monofazat	$x_{2\,rez} + x_{0\,rez}$	$x_{1\,rez} + x_{2\,rez} + x_{0\,rez}$	3
Bifazat cu pămîntul	$\dfrac{x_{2\,rez} \cdot x_{0\,rez}}{x_{2\,rez} + x_{0\,rez}}$	$x_{1\,rez} + \dfrac{x_{2\,rez} \cdot x_{0\,rez}}{x_{2\,rez} + x_{0\,rez}}$	$\sqrt{3}\sqrt{1 - \dfrac{x_{2\,rez} \cdot x_{0\,rez}}{(x_{2rez} + x_{0\,rez})^2}}$

Calculul curentului de scurtcircuit de secvență inversă și homopolară și al curentului de scurtcircuit pe cele trei faze la locul scurtcircuitului în funcție de curentul de secvență directă este redat în tabelul 1.17.

Tabelul 1.17

Expresiile analitice pentru determinarea curentului de secvență inversă și homopolară și a curenților de fază la locul scurtcircuitului în funcție de curentul de secvență directă

Calculul curenților la locul scurtcircuitului	Expresiile de calcul		
	Scurtcircuit monofazat faza R	Scurtcircuit bifazat fazele S și T	Scurtcircuit bifazat cu pămînt între fazele S și T
Curentul de secvență inversă (faza R)	$I_{R2}^{(1)} = I_{R1}^{(1)}$	$I_{R2}^{(2)} = -I_{R1}^{(2)}$	$I_{R2}^{(1,1)} = -I_{R1}^{(1,1)} \dfrac{x_{0\,rez}}{x_{2\,rez} + x_{0\,rez}}$
Curentul de secvență homopolară	$I_0^{(1)} = I_{R1}^{(1)}$	$I_0^{(2)} = 0$	$I_0^{(1,1)} = -I_{R1}^{(1,1)} \dfrac{x_{2\,rez}}{x_{2\,rez} + x_{0\,rez}}$
Curenții pe fază: R	$I_R^{(1)} = 3I_{R1}^{(1)}$	$I_R^{(2)} = 0$	$I_R^{(1,1)} = 0$
S	$I_S^{(1)} = 0$	$I_S^{(2)} = -\mathrm{j}\sqrt{3} I_{R1}^{(2)}$	$I_S^{(1,1)} = I_{R1}^{(1,1)} \left(a^2 - \dfrac{x_{2\,rez} + a x_{0\,rez}}{x_{2\,rez} + x_{0\,rez}}\right)$
T	$I_T^{(1)} = 0$	$I_T^{(2)} = \mathrm{j}\sqrt{3} I_{R1}^{(2)}$	$I_T^{(1,1)} = I_{R1}^{(1,1)} \left(a - \dfrac{x_{2\,rez} + a^2 x_{0\,rez}}{x_{2\,rez} + x_{0\,rez}}\right)$

1.6.2. *Calculul curentului de scurtcircuit periodic la locul unui defect nesimetric în cazul alimentării din sistem*

Se procedează la stabilirea schemelor de calcul ale rețelelor de secvență directă, inversă și homopolară și se determină impedanțele rezultante.

În cazul alimentării defectului dintr-un sistem de putere infinită se consideră impedanțele sistemului:

$$x_{1S} = x_{2S} = x_{0S} = 0.$$

În cazul alimentării dintr-un sistem de putere finită se cunosc fie puterea de scurtcircuit, fie curentul de scurtcircuit într-un anumit punct.

Impedanța de secvență directă a sistemului se determină cu relațiile (1.37, 1.38, 1.40 sau 1.41), pe baza puterii de scurtcircuit trifazate sau a curentului de scurtcircuit trifazat în punctul considerat.

Impedanța de secvență inversă a sistemului se consideră $x_{2S} = x_{1S}$.

Impedanța de secvență homopolară se determină pe baza puterii de scurtcircuit monofazate sau a curentului de scurtcircuit monofazat în punctul considerat și are expresia cunoscută:

$$x_S^{(1)} = \frac{x_{1S} + x_{2S} + x_{0S}}{3},$$

de unde:
$$x_{0S} = 3x_S^{(1)} - (x_{1S} + x_{2S}). \tag{1.49}$$

sau ținînd cont de aproximația acceptată $x_{2S} = x_{1S}$:

$$x_{0S} = 3x_S^{(1)} - 2x_{1S}. \tag{1.50}$$

Pentru determinarea curenților de scurtcircuit se folosesc relațiile din tabelul 1.16, iar pentru determinarea curenților de scurtcircuit de secvență inversă și homopolară și a curenților de scurtcircuit pe cele trei faze la locul scurtcircuitului în funcție de curentul de scurtcircuit de secvență directă se utilizează relațiile din tabelul 1.17.

1.6.3. *Calculul curentului de scurtcircuit periodic la momentul inițial ($t = 0$) în cazul alimentării de la generatoare*

Se întocmește schema echivalentă de calcul pentru fiecare din rețelele de secvență directă, inversă și homopolară.

În schema rețelei de secvență directă generatoarele se introduc cu reactanțele lor supratranzitorii x_d'' și cu t.e.m. supratranzitorii E'' determinată cu relația (1.41) sau conform datelor din subparagraful 1.5.2.2. Se determină impedanța rezultantă a rețelelor de secvență directă, inversă și homopolară. Se stabilește apoi reactanța suplimentară X_{supl} în funcție de tipul de scurtcircuit nesimetric considerat, conform tabelului 1.16. Calculul curenților de secvența directă I_{1K} se face conform relațiilor (1.42 și 1.43), în care în locul reactanței X_{rez}, respectiv X_{*rez}, se introduce $X_{1rez} + X_{supl}$, respectiv $X_{*1rez} + X_{*supl}$. Pentru determinarea curentului de scurtcircuit nesimetric se folosește relația (1.48).

Curentul periodic de scurtcircuit de secvență inversă și directă, precum și curentul periodic de scurtcircuit pe cele trei faze la locul de scurtcircuit în funcție de curentul periodic de scurtcircuit de secvență directă se calculează în baza relațiilor din tabelul 1.17.

1.6.4. *Calculul curentului de scurtcircuit periodic la locul de scurtcircuit în cazul defectelor nesimetrice pentru diverse momente ale scurtcircuitului*

Curenții de scurtcircuit periodic la defecte nesimetrice la timpii 0,1 s, 0,2 s și ∞ se determină ca și în cazul defectelor simetrice (vezi § 1.5.4.).

După determinarea de scurtcircuit periodic la timpii 0,1 s 0,2 s și ∞ conform relației (1.46), se utilizează relațiile de calcul din tabelele 1.16 și 1.17 care furnizează valorile curentului periodic de scurtcircuit nesimetric, valorile curenților periodici de scurtcircuit de secvență inversă și homopolară, precum și a curenților periodici de scurtcircuit pe cele trei faze la locul defectului în funcție de curentul periodic de scurtcircuit de secvență directă la timp 0,1 s 0,2 s și ∞.

1.6.5. *Calculul curenților și tensiunilor de scurtcircuit pentru defecte nesimetrice în diverse ramuri sau puncte ale schemei de scurtcircuit*

Pentru determinarea curenților de scurtcircuit în orice ramură a schemei de scurtcircuit este necesar mai întîi să se determine curenții de secvență directă, inversă și homopolară care trec prin ramura corespondentă în fiecare dintre schemele de secvență directă, inversă și homopolară. În continuare curenții de scurtcircuit pe cele trei faze se obțin prin însumare analitică conform tabelului 1.17, sau prin însumare grafică ținînd cont de relațiile din tabelul 1.18.

Tabelul 1.18

Relații de corespondență între mărimile de faze ale curenților și tensiunilor și componentele lor simetrice

Exprimarea mărimilor de faze prin componente simetrice	Exprimarea componentelor simetrice prin mărimi de faze
Faza R	Componenta directă
$I_R = I_{1R} + I_{2R} + I_{0R}$	$I_{1R} = \frac{1}{3}(I_R + aI_S + a^2I_T)$
$U_R = U_{1R} + U_{2R} + U_{0R}$	$U_{1R} = \frac{1}{3}(U_R + aU_S + a^2U_T)$
Faza S	Componenta inversă
$I_S = I_{1S} + I_{2S} + I_{0S} = a^2I_{1R} + aI_{2R} + I_{0R}$	$I_{2R} = \frac{1}{3}(I_R + a^2I_S + aI_T)$
$U_S = U_{1S} + U_{2S} + U_{0S} = a^2U_{1R} + aU_{1R} + U_{0R}$	$U_{2R} = \frac{1}{3}(U_R + a^2U_S + aU_T)$
Faza T	Componenta homopolară
$I_T = I_{1T} + I_{2T} + I_{0T} = aI_{1R} + a^2I_{0R} + I_{0R}$	$I_{0R} = \frac{1}{3}(I_R + I_S + I_T)$
$U_T = U_{1T} + U_{2T} + U_{0T} = aU_{1R} + a^2U_{2R} + U_{0R}$	$U_{0R} = \frac{1}{3}(U_R + U_S + U_T)$

Pentru însumarea grafică a componentelor simetrice este utilizată fig. 1.5 în care se prezintă poziția în planul complex a operatorilor 1, a, a^2 și a diverselor combinații posibile.

Curenții de secvență directă, inversă și homopolară în diversele ramuri se determină prin repartizarea curentului total de secvența respectivă de la locul scurtcircuitului în schema echivalentă de secvență corespunzătoare utilizînd relațiile din tabelul 1.13.

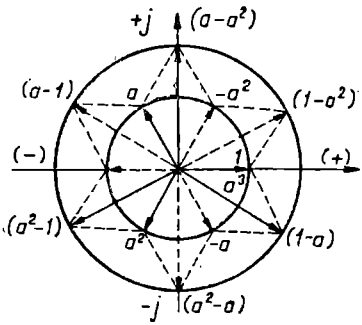


Fig. 1.5. Poziția în planul complex a vectorului unitate pentru diverse operații cu operatorul a.

În schema de secvență directă repartiția curenților se face ținîndu-se cont de faptul că tensiunea de secvență directă la locul defectului este diferită de zero.

Pentru determinarea tensiunilor de fază în orice punct al rețelei este necesar mai întîi să se determine tensiunile de secvență directă inversă și homopolară în fiecare din punctele corespondente din schemele de secvență directă, inversă și homopolară. Apoi tensiunile obținute se însumează analitic conform relațiilor din tabelul 1.18.

Tensiunile de secvență directă, inversă și homopolară în punctul care interesează se determină ca o sumă formată din tensiunea de scurtcircuit de secvență corespunzătoare de la locul defectului conform tabelului 1.19 și căderile de tensiune în impedanțele dintre locul de defect și punctul din schema care intersectează, adică:

$$\begin{aligned} U_{1n} &= U_{1K} + \mathrm{j}\, I_{1K} x_{1Kn}, \\ U_{2n} &= U_{2K} + \mathrm{j}\, I_{2K} x_{2Kn}, \\ U_{0n} &= U_{0K} + \mathrm{j}\, I_{0K} x_{0Kn}, \end{aligned} \tag{1.51}$$

unde:

U_{1n}, U_{2n}, U_{3n} sînt tensiunile de secvență directă, inversă și homopolară în punctul n;

U_{1K}, U_{2K}, U_{3K} — tensiunile de secvență directă, inversă și homopolară în punctul de scurtcircuit;

I_{1Kn}, I_{2Kn}, I_{3Kn} — curenții de secvență directă, inversă și homopolară în impedanțele x_{1Kn}, x_{2Kn} și x_{0Kn} dintre punctul n și punctul de scurtcircuit.

Determinarea curenților de secvență directă pe prima ramură se face ținîndu-se cont de t.e.m. existentă și de tensiunea de la locul de scurtcircuit:

$$I_{1nK} = \frac{E_{1n} - U_{1K}}{x_{1nK}}, \tag{1.52}$$

unde:

I_{1nK} este curentul de secvență directă în impedanța x_{1nK};
E_{1n} — t.e.m. în ramura conținînd impedanța x_{1nK};
x_{1nK} — impedanța de secvență directă a ramurii dintre punctul n și punctul de scurtcircuit.

Expresiile analitice pentru determinarea tensiunii la locul defectului pentru diverse tipuri de scurtcircuit *Tabelul 1.19*

Calculul tensiunii la locul scurtcircuitului	Expresiile de calcul		
	Scurtcircuit monofazat faza R	Scurtcircuit bifazat fazele $S-T$	Scurtcircuit bifazat cu punere la pământ pe fazele $S-T$
Tensiunea de secvență directă	$U_{1R}^{(1)} = jI_{1R}^{(1)}(x_{2\,rez} + x_{0\,rez})$	$U_{1R}^{(1,1)} = jI_{1R}^{(2)} x_{2\,rez}$	$U_{1R}^{(1,1)} = jI_{1R}^{(1,1)}\left(\frac{x_{2\,rez} \cdot x_{2\,rez}}{x_{2\,rez} + x_{2\,rez}}\right)$
Tensiunea de secvență inversă	$U_{2R}^{(1)} = -jI_{2R}^{(1)} x_{2\,rez}$ $U_{2R}^{(1)} = -jI_{1R}^{(1)} x_{2\,rez}$	$U_{2R}^{(2)} = -jI_{1R}^{(2)} x_{2\,rez}$ $U_{2R}^{(2)} = jI_{1R}^{(2)} x_{2\,rez}$	$U_{2R}^{(1,1)} = -jI_{2R}^{(1,1)} \cdot x_{2\,rez}$ $U_{2R}^{(1,1)} = jI_{1R}^{(1,1)}\left(\frac{x_{2\,rez} \cdot x_{0\,rez}}{x_{2\,rez} + x_{0\,rez}}\right)$
Tensiunea de secvență homopolară	$U_{0R}^{(1)} = -jI_{0R}^{(1)} x_{0\,rez}$ $U_{0R}^{(1)} = -jI_{1R}^{(1)} x_{0\,rez}$	$U_0^{(2)} = 0$	$U_0^{(1,1)} = -jI_{0R}^{(1,1)} \cdot x_{0\,rez}$ $U_0^{(1,1)} = jI_{1R}^{(1,1)}\left(\frac{x_{2\,rez} \cdot x_{0\,rez}}{x_{2\,rez} + x_{0\,rez}}\right)$
Tensiunile de faze:			
R	$U_R^{(1)} = 0$	$U_R^{(2)} = 2jI_{1R}^{(2)} x_{2\,rez}$	$U_R^{(1,1)} = 3jI_{1S}^{(1,1)}\left(\frac{x_{2\,rez} \cdot x_{0\,rez}}{x_{2\,rez} + x_{0\,rez}}\right)$
S	$U_S^{(1)} = jI_{1R}^{(1)}[(a^2 - a) \times x_{2\,rez} + (a^2 - 1)\, x_{0\,rez}]$	$U_S^{(2)} = -jI_{1R}^{(2)} x_{2\,rez}$	$U_S^{(1,1)} = 0$
T	$U_T^{(1)} = jI_{1R}^{(1)}[(a - a^2)\, x_{2\,rez} + (a - 1)\, x_{0\,rez}]$	$U_T^{(2)} = -jI_{1R}^{(2)} x_{2\,rez}$	$U_T^{(1,1)} = 0$

Determinarea curenților de secvență inversă și homopolară se face ținîndu-se cont de faptul că t.e.m. de secvență inversă și homopolare sînt nule:

$$I_{2nK} = \frac{0 - U_{2K}}{x_{2nK}}, \tag{1.53}$$

$$I_{0nK} = \frac{0 - U_{0K}}{x_{0nK}}, \tag{1.54}$$

unde:

U_{2K}, U_{0K} sînt tensiunile de secvență inversă și homopolară de la locul defectului;

I_{2nK}, I_{0nK} — curenții de secvență directă, inversă și homopolară în impedanțele X_{2nK} și X_{0nK};

X_{2nK}, X_{0nK} — impedanțele de secvență inversă și directă a ramurii dintre punctul n și punctul de scurtcircuit.

Metoda de calcul este aplicabilă pas cu pas în măsura determinării tensiunilor și curenților în diverse puncte și ramuri succesive.

Exemplul 1

Să se determine curenții pe fază în cazul unui scurtcircuit monofazat cunoscîndu-se curenții de secvență directă, inversă și homopolară:

$$I_{R1}^{(1)} = -\text{j } 50 \text{ A}; \quad I_{R2}^{(1)} = -\text{j } 41 \text{ A}; \quad I_{R0}^{(1)} = -\text{j } 14 \text{ A}.$$

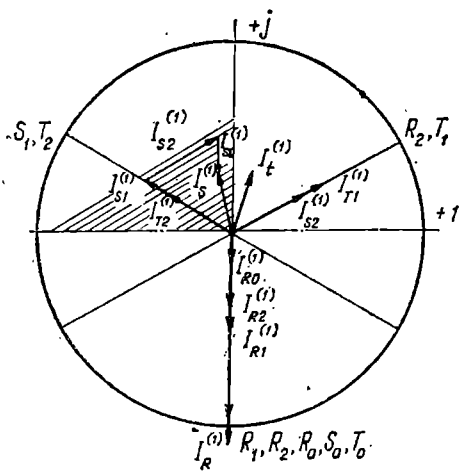


Fig. 1.6. Nomograme pentru determinarea curenților de faze pe baza componentelor simetrice în cazul unui scurtcircuit monofazat.

1) Se figurează curenții de secvență directă, inversă și homopolară pe axa −j din fig. 1.6.

2) Se figurează simetric curenții de secvența directă, inversă și homopolară aparținînd fazelor S și T.

3) Se determină curentul pe faza R ca suma vectorială a curenților de secvență directă, inversă și homopolară ai fazelor R:

$$I_R^{(1)} = I_{R1}^{(1)} + I_{R2}^{(1)} + I_{R0}^{(1)} = -\text{j } 105 \text{ A}.$$

4) Se determină curentul pe faza S ca sumă vectorială a curenților de secvență directă, inversă și homopolară ai fazelor S.

Valoarea absolută a vectorului $I_S^{(1)}$ se determină prin măsurare pe nomogramă și rezultă 31 A. Componentele reale și imaginare ale vectorului măsurate pe nomograma din fig. 1.6 furnizează următorul rezultat:

$$I_S^{(1)} = (-10 + \text{j } 33) \text{ A}.$$

5) Curentul pe faza T este egal și simetric în raport cu axa (+j, −j) cu curentul $I_S^{(1)}$:

$$I_T^{(1)} = (10 + \text{j } 33) \text{ A}.$$

Exemplul 2

Să se determine tensiunile pe faza în cazul unui scurtcircuit monofazat cunoscîndu-se tensiunile de secvență directă, inversă și homopolară:

$$U_{R1}^{(1)} = 76 \text{ kV}; \quad U_R^{(2)} = -23 \text{ kV}; \quad U_{R0}^{(1)} = -8 \text{ kV}.$$

1) Se figurează tensiunile de secvență directă, inversă și homopolară pe axa reală din fig. 1.7.

2) Se figurează simetric tensiunile de secvență directă, inversă și homopolară aparținînd fazelor S și T.

3) Se determină tensiunea pe faza R ca sumă vectorială a tensiunilor de secvență directă, inversă și homopolară ai fazelor R:

$$U_R^{(1)} = U_{R1}^{(1)} + U_{R2}^{(1)} + U_{R0}^{(1)} = 45 \text{ kV}.$$

4) Se determină tensiunea pe faza S ca sumă vectorială a tensiunilor de secvență directă, inversă și homopolară ai fazelor S.

Valoarea absolută a vectorului $U_S^{(1)}$ se determină prin măsurare pe nomogramă și rezultă 91 kV. Componentele reală și imaginară ale vectorului măsurate pe nomograma din fig. 1.7 furnizează următorul rezultat:

$$U_S^{(1)} = -33 - \text{j } 86{,}5 \text{ kV}.$$

5) Tensiunea pe faza T este egală și simetrică în raport cu axa $(+1, -1)$ cu tensiunea $U_S^{(1)}$:

$$U_T^{(1)} = -33 + \text{j } 86{,}5 \text{ kV}.$$

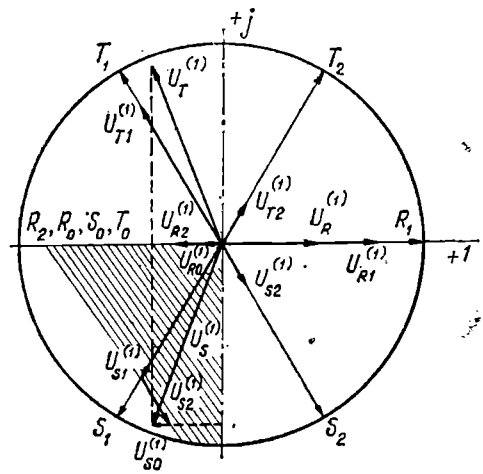


Fig. 1.7. Nomogramă pentru determinarea tensiunilor de fază pe baza componentelor simetrice în cazul unui scurtcircuit monofazat.

1.7. Transformarea componentelor simetrice

La trecerea prin transformatoare a componentelor simetrice de curent și tensiune, acestea își modifică nu numai mărimea dar și faza, în funcție de grupa de conexiuni a transformatorului.

Pentru componenta de secvență directă care trece printr-un transformator (dinspre stea spre triunghi) se produce o rotire a vectorului cu $e^{-j\,30°N}$, iar pentru componenta de secvență inversă, o rotire a vectorului cu $e^{+j\,30°N}$, unde N este cifra grupei de conexiuni a transformatorului.

La trecerea inversă a componentelor rotirea are loc în sens invers.

Practic determinarea tensiunilor și curenților de scurtcircuit la un defect după transformator se poate face pe bază de diagramă vectorială sau nomogramă. În figura 1.8 se prezintă diagrame vectoriale pentru trecerea componentelor simetrice printr-un transformator cu grupa de conexiuni Y, d11 în condițiile unui scurtcircuit bifazat ST pe partea conexiunii triunghi a transformatorului.

În cazul general, cînd interesează curenții și tensiunile de scurtcircuit într-un loc oarecare din rețeaua la care este conectată înfășurarea stea a transformatorului pentru un defect pe partea conexiunii triunghi a acestuia, se utilizează o nomogramă de tipul celei din fig. 1.9.

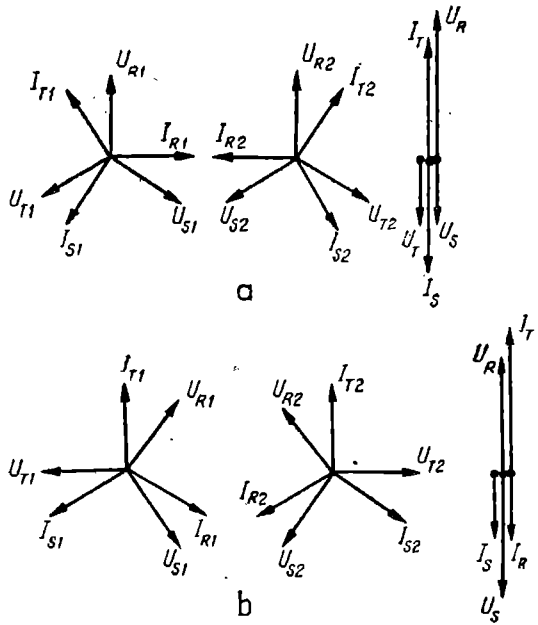


Fig. 1.8. Diagrama vectorială pentru scurtcircuit bifazat ST pe partea conexiunii triunghi a unui transformator Y, d11:

a — conexiunea triunghi; *b* — conexiunea stea.

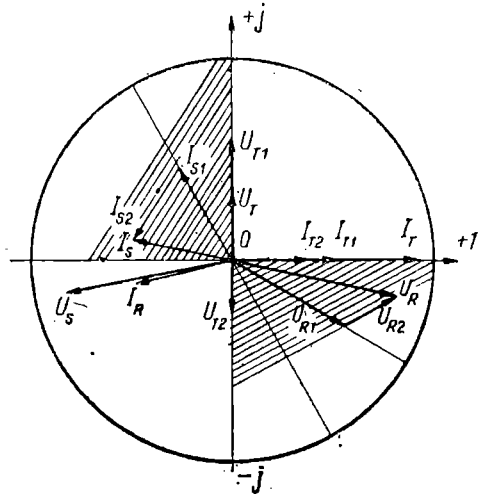


Fig. 1.9. Nomogramă pentru determinarea tensiunilor și curenților la un scurtcircuit bifazat ST pe partea conexiunii triunghi a unui transformator Y, d11.

În mod similar, în figurile 1.10 și 1.11 se tratează cazul unui scurtcircut, monofazat pe partea înfășurării stea, cu observația că tensiunile și curenții homopolari nu se transmit în rețeaua la care este conectată înfășurarea triunghi a transformatorului.

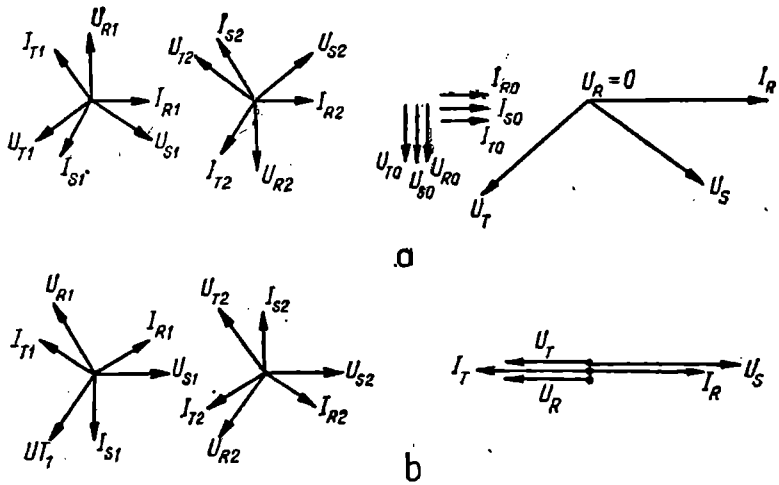


Fig. 1.10. Diagrame vectoriale pentru scurtcircuit monofazat pe partea conexiunii stea a unui transformator Y, d11, faza R:
a — conexiunea stea; b — conexiunea triunghi.

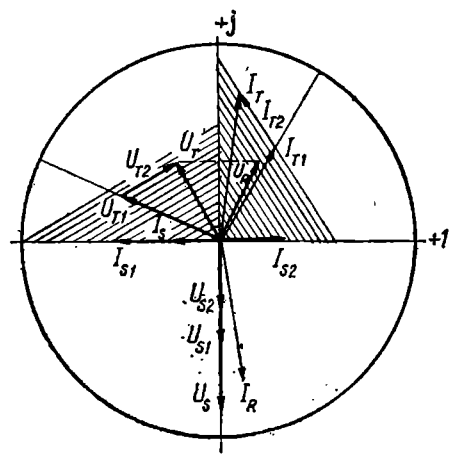


Fig. 1.11. Nomogramă pentru determinarea tensiunilor și curenților la un scurtcircuit monofazat pe partea conexiunii stea a unui transformator Y, d11, faza R.

1.8. Calculul curenților de scurtcircuit cu luarea în considerare a rezistenței la locul defectului

Luarea în considerare a rezistenței de trecere la locul defectului nu aduce modificări în metodologia de calcul a curenților de scurtcircuit. Rezistența de trecere se consideră pur activă și se ia în considerație ca atare în schema echivalentă de calcul a mărimilor de scurtcircuit.

Schemele de calcul și relațiile de bază între mărimile de fază și componentele simetrice pentru cîteva tipuri de defecte sînt prezentate în tabelul 1.20. După cum se poate observa foarte ușor, relațiile conținute în tabelul 1.20 devin cele prezentate anterior pentru cazurile scurtcircuitelor metalice prin simpla adoptare a valorii $R_t = 0$.

Tabelul 1.20

Schema de calcul și relații între curenți și tensiuni în cazul luării în considerație a rezistenței de trecere la locul defectului

Tipul scurtcircuitului	Schema echivalentă pt. calculul curentului de secvență directă	Relațiile între curenții și tensiunile de fază	Relații între componentele simetrice
TRIFAZAT R S T R_t	E, $x_{1\,rez.}$, R_t	$U_R = U_S = U_T$ $I_R = I_S = I_T$	$U_{R1} = I_{R1}R_t$ $U_{R2} = 0$ $I_{R_0} = 0$
BIFAZAT R S T R_t	E, $x_{1\,rez.}$, R_t, $x_{2\,rez.}$	$U_{ST} = I_S R_t$ $I_R = 0$ $I_S = I_T$	$U_{R1} = U_{R2} + I_{R1}R_t$ $I_{R2} = -I_{R1}$ $I_{R_0} = 0$
MONOFAZAT R S T R_t	E, $x_{1\,rez.}$, $x_{2\,rez.}$, R_t, $x_{0\,rez.}$	$U_R = I_R R_t$ $I_S = I_T = 0$	$U_{R1} = -(U_{R2} + U_{R_0}) + 3I_{R1}R_t$ $I_{R1} = I_{R1} = I_{R_0}$
BIFAZAT cu PĂMÎNT R S T R_t	E, $x_{1\,rez.}$, $x_{0\,rez.}$, $x_{2\,rez.}$, $3R_t$	$U_S = U_T = (I_S + I_T)R_t$ $I_R = 0$	$U_{R1} = U_{R2} = U_{R_0} - 3I_{R_0}R_t$ $I_{R1} = -(I_{R2} + I_{R_0})$

1.9. Calculul curenților pentru cazul întreruperilor de faze în sisteme cu neutrul legat direct la pămînt

Calculul curenților pentru cazul întreruperilor de fază în sisteme cu neutrul legat direct la pămînt se face pe baza următoarelor relații pentru cazul întreruperii unei faze sau a două faze:

a) Curentul de secvență directă la locul întreruperii se determină ca un curent normal de regim simetric:

$$I_1 = \frac{E_{1\,rez} - E_{2\,rez}}{x_{1\,rez} + x_{supl}}, \qquad (1.55)$$

sau:

$$I_1 = \frac{E_{1\,rez} - E_{2\,rez}}{x_{total}}, \tag{1.56}$$

unde: I_1 este curentul de secvență directă la locul întreruperii;

$E_{1\,rez}$, $E_{2\,rez}$ — t.e.m. la capetele liniei de transport;

$x_{1\,rez}$ — reactanța de secvență directă rezultantă:

$$x_{1\,rez} = x_1' + x_1'';$$

x_1', x_1'' — reactanța de o parte și de alta a locului de întrerupere din schema de secvență directă pînă la punctul de nul al sistemului;

x_{supl} — reactanța suplimentară a cărei mărime se determină în funcție de reactanțele de secvență inversă și homopolară și de numărul de faze întrerupte;

x_{total} — reactanța rezultantă totală conform tabelului 1.21.

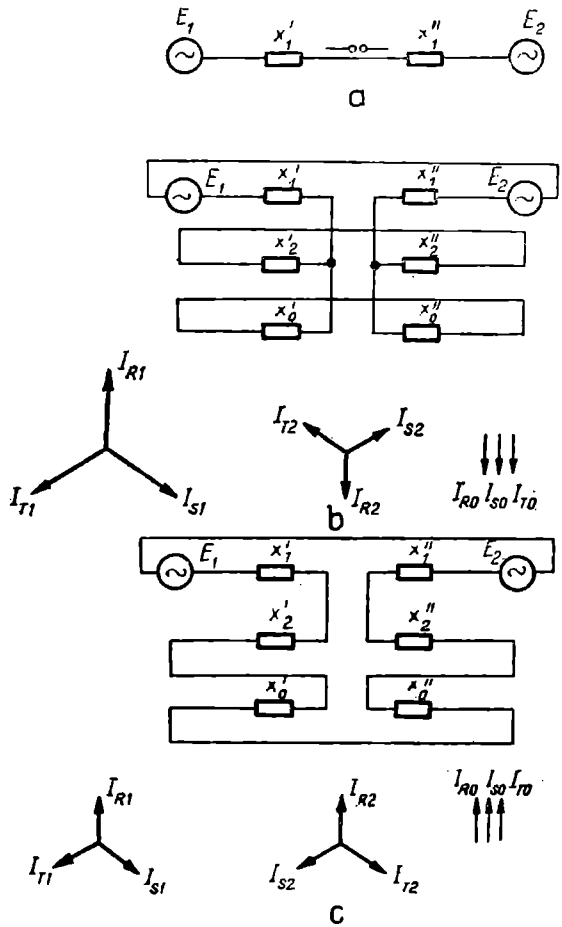


Fig. 1.12. Schemele de calcul și diagramele vectoriale pentru cazul întreruperilor de fază:
a — schema primară; *b* — întreruperea fazei *R*; *c* — întreruperea fazelor *S*, *T*.

Tabelul 1.21

Reactanțele schemei de calcul pentru cazul întreruperilor de fază

Tipul întreruperii	x_{sup}	x_{total}
Întreruperea unei faze	$\frac{x_{2\,rez} \cdot x_{0\,rez}}{x_{2\,rez} + x_{0\,rez}}$	$x_{1\,rez} + \frac{x_{2\,rez} \cdot x_{0\,rez}}{x_{2\,rez} + x_{0\,rez}}$
Întreruperea a două faze	$x_{2\,rez} + x_{0\,rez}$	$x_{1\,rez} + x_{2\,rez} + x_{0\,rez}$

Conform relațiilor (1.54 și 1.55) rezultă că valoarea curentului I_1 depinde de t.e.m. $E_{1\,rez}$ și $E_{2\,rez}$ de la capetele schemei și de unghiul δ între ele. Pentru calcule, valoarea t.e.m. $E_{1\,rez}$ și $E_{2\,rez}$ se iau egale cu cele existente imediat înainte de producerea întreruperii de fază.

Pentru calculul de regim staționar unghiul δ se ia de obicei cel care corespundea puterii schimbate între t.e.m. $E_{1\,rez}$ și $E_{2\,rez}$ înainte de avarie, și care se consideră că rămîne neschimbată și după avarie.

b) Determinarea curenților de fază și a curenților de secvență inversă și homopolară în funcție de curentul de secvență directă presupus cunoscut se face în conformitate cu relațiile din tabelul 1.22.

Tabelul 1.22

Expresiile analitice pentru determinarea curenților la întreruperile de fază

Curenții de calcul la locul defectului	Expresiile de calcul ale curenților	
	Întreruperea unei faze (R)	Întreruperea a două faze (S, T)
Curentul de secvență inversă faza R	$I_{2R} = -I_{1R}\frac{x_{0\,rez}}{x_{2\,rez} + x_{0\,rez}}$	$I_{2R} = I_{1R}$
Curentul de secvență homopolară	$I_{0R} = -I_{1R}\frac{x_{2\,rez}}{x_{2\,rez} + x_{0\,rez}}$	$I_{0R} = I_{1R}$
Curenții pe faze:		
R	$I = 0$	$I_R = 3I_{1R}$
S	$I_S = \left(a^2 - \frac{x_{2\,rez} + a \cdot x_{0\,rez}}{x_{2\,rez} + x_{0\,rez}}\right) I_{1R}$	$I_S = 0$
T	$I_T = \left(a - \frac{x_{2\,rez} + a^2 \cdot x_{0\,rez}}{x_{2\,rez} + x_{0\,rez}}\right) I_{1R}$	$I_T = 0$

La calculele de întrerupere de faze, ca de altfel și în cazul calculelor de scurtcircuit, se poate considera $x_{1\,rez} = x_{2\,rez}$.

De asemenea, generatoarele se înlocuiesc cu reactanțe și t.e.m. corespunzătoare ca și în calculele regimurilor simetrice normale.

Pentru calculul regimului staționar se utilizează E_d și x_d, iar pentru calculul regimului de pendulații sau în primul moment al schimbării regimului normal, se utilizează E''_d și x''_d sau valorile date în § 1.5.3.

1.10. Calculul curenților în diversele elemente ale schemei în cazul întreruperilor de fază

Ca și în cazul calculelor de curenți de scurtcircuit, pentru determinarea curenților de fază în orice element din schemă, este necesar mai întîi să se determine curenții de secvență directă, inversă și homopolară care trec prin elementul respectiv din fiecare din schemele de secvență directă, inversă și homopolară. În continuare, curenții se însumează analitic conform tabelului 1.22 sau grafic.

Curenții de secvență directă, inversă sau homopolară în elementele schemei se determină prin repartizarea curenților totali de la locul defectului pe baza indicațiilor din tabelul 1.13.

Pentru determinarea curenților de faze pe baza componentelor simetrice se pot folosi nomograme, așa cum s-a arătat la § 1.6.5. (exemplul 1 și 2).

În aceste condiții, construcția grafică pentru determinarea curenților de întrerupere a unei faze se efectuează în mod analog ca în cazul scurtcircuitului bifazat, în timp ce cazul întreruperii a două faze corespunde cu cazul scurtcircuitului monofazat.

Pentru determinarea tensiunilor în orice punct al schemei este necesară mai întîi determinarea tensiunilor de secvență directă, inversă și homopolară pentru acel punct corespondent în cele trei scheme de secvență directă, inversă și homopolară. Apoi tensiunile obținute se însumează analitic sau grafic, așa cum se arată în figura 1.13.

Tensiunea de secvență directă în punctul considerat se calculează cu relația (1.57), iar tensiunile de secvență inversă și homopolară cu relațiile (1.58 și 1.59).

$$U_{1n} = E_1 - I_{1n}x_{1n}, \tag{1.57}$$

$$U_{2n} = 0 - I_{2n}x_{2n}, \tag{1.58}$$

$$U_{0n} = 0 - I_{0n}x_{0n}, \tag{1.59}$$

unde:

U_{1n}, U_{2n}, U_{0n} — tensiunea de secvență directă, inversă și homopolară în punctul n;

I_{1n}, I_{2n}, I_{0n} — curenții de secvență directă, inversă și homopolară între punctul de nul al fiecărei scheme de secvență respectivă și punctul n din schema respectivă;

E_1 — t.e.m. a sistemului;

x_{1n}, x_{2n}, x_{0n} — reactanța de secvență directă, inversă și homopolară între punctul de nul al fiecărei scheme de secvența respectivă și punctul n al schemei respective.

Construcția grafică a diagramei vectoriale pentru determinarea tensiunilor de fază în diverse puncte ale schemei se face în următoarea succesiune:

a) Se determină curenții de secvență directă, inversă și homopolară care trec între punctul de nul al schemei de secvența respectivă și punctul *n* din schema respectivă.

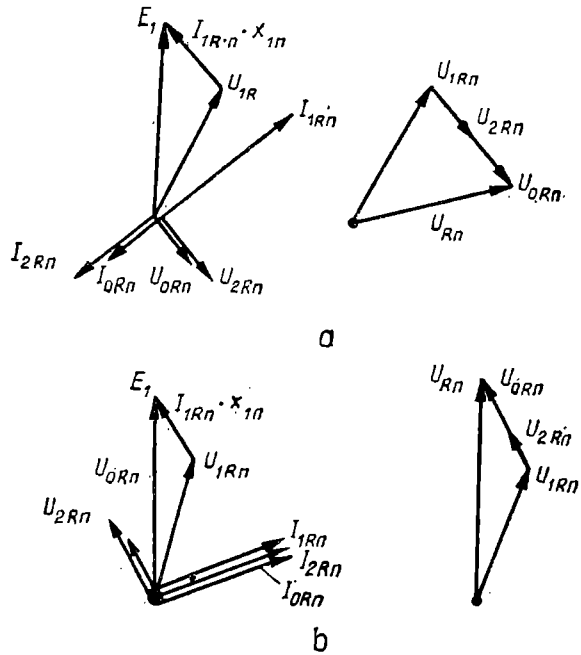


Fig. 1.13. Diagrama vectorială a curenților și tensiunilor pe faza *R* în cazul întreruperilor de faze:
a — o singură fază, *R*; *b* — două faze, *S* și *T*.

b) Se trasează vectorul t.e.m. E_1 și vectorii curenților I_{1n}, I_{2n} și I_{0n}.

c) Se determină în conformitate cu (1.57) vectorul U_{1n} și se trasează pe diagramă.

d) Se determină în conformitate cu (1.58 și 1.59) tensiunea U_{2n} și U_{0n} și se trasează pe diagramă. Dacă semnul tensiunii este pozitiv, tensiunile U_{2n} și U_{0n} se situează înaintea curenților I_{2n} și I_{0n} cu 90°, iar dacă semnul este negativ, tensiunile U_{2n}, U_{0n} se situează în urma curenților I_{2n}, și I_{0n} cu 90°.

e) Se însumează componentele tensiunilor și curenților de secvență directă, inversă și homopolară ale fiecărei faze și se determină tensiunile și curenții de fază.

Exemplu de calcul Se va calcula curentul de scurtcircuit monofazat la un defect pe barele 110 kV ale stației *M* din schema sistemului prezentat în fig. 1.14. Datele elementelor care fac parte din schema sistemului sînt menționate în sus-numita figură.

Calculul curenților de scurtcircuit se va face în unități relative pentru care s-au luat drept mărimi de bază:

$$S_B = 100 \text{ MVA}; \quad U_B = 121 \text{ kV}; \quad I_B = 477 \text{ A}.$$

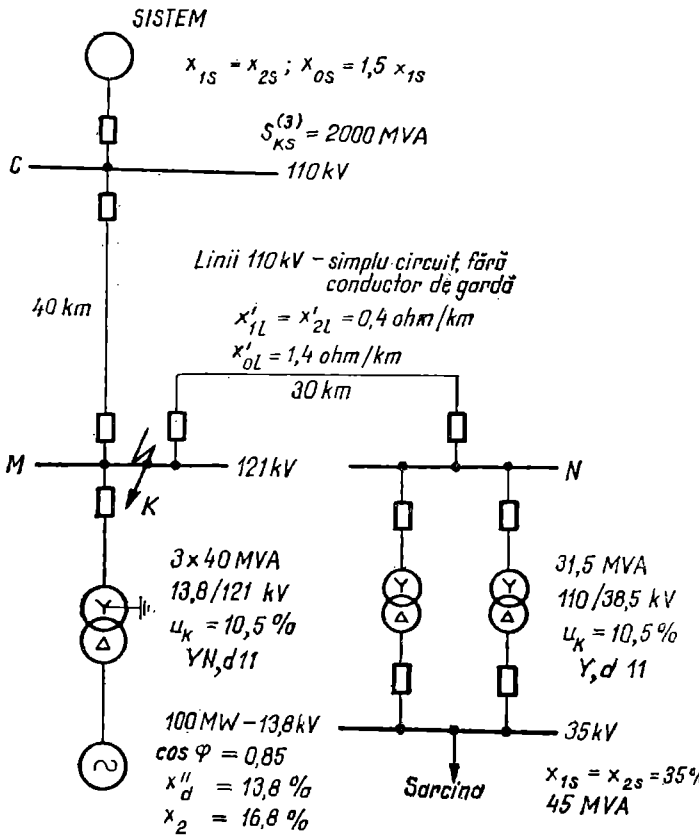


Fig. 1.14. Schema sistemului pentru exemplul de calcul al curenților de scurtcircuit.

Se calculează reactanțele elementelor schemelor de calcul pentru rețelele de secvență directă, inversă și în homopolară în unități relative conform fig. 1.15.

— Reactanța echivalentă a sistemului:

$$x_{1s} = x_{2s} = \frac{S_B}{S_{kS}^{(3)}} \left(\frac{U_S}{U_B}\right)^2 = \frac{100}{2\,000} \left(\frac{110}{121}\right)^2 = 0,0413;$$

$$x_0 = 1,5 \cdot 0,0413 = 0,062.$$

— Reactanța echivalentă a liniei 110 kV dintre stația M și sistem:

$$x_{1l} = x_{2l} = x'_{1l} \cdot l \frac{S_B}{U_B^2} = 0,4 \cdot 40 \cdot \frac{100}{121^2} = 0,1097;$$

$$x_{0l} = 1,4 \cdot 40 \cdot \frac{100}{121^2} = 0.384.$$

Reactanța transformatorului din stația M:

$$x_{1T} = x_{2T} \simeq x_{0T} = 0,105 \cdot \frac{100}{120} = 0,0875.$$

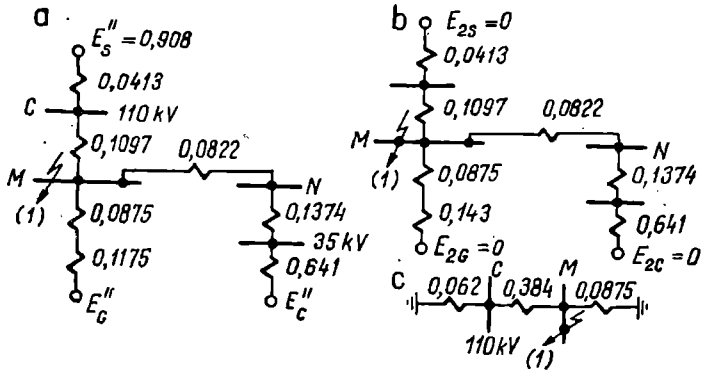


Fig. 1.15. Schemele rețelelor directă, inversă și homopolară pentru exemplul de calcul.

Reactanța generatoarelor:

$$x_{1G} = x_d'' = 0,138 \frac{100}{\frac{100}{0,85}} = 0,1175,$$

$$x_{2G} = 0,168 \frac{100}{\frac{100}{0,85}} = 0,143.$$

Reactanța liniei MN:

$$x_{1L} = x_{2L} = 0,4 \cdot 30 \cdot \frac{100}{121^2} = 0,0822.$$

Reactanța transformatoarelor din stația N:

$$x_{1T} = x_{2T} = 0,35 \cdot \frac{100}{2 \cdot 31,5} \left(\frac{110}{121}\right)^2 = 0,1374.$$

Reactanța sarcinii:

$$x_{1s} = x_{2s} = 0,35 \cdot \frac{100}{45} \left(\frac{110}{121}\right)^2 = 0,641.$$

T.e.m. a sistemului se consideră 110 kV:

$$E_S'' = \frac{110}{121} = 0,908.$$

T.e.m. a consumului în regim tranzitoriu se consideră:

$$E_s'' = 0,8 \cdot \frac{110}{121} = 0,726.$$

T.e.m. a generatorului se determină cu relația:

$$E_d'' = E_G'' = \sqrt{(U_n \cos \varphi_n)^2 + (U_n \sin \varphi_n + I_n x_d'')^2} =$$

$$= \sqrt{(1 \cdot 0,85)^2 + (1 \cdot 0,53 + 1 \cdot 0,138)^2} = 1,08.$$

Schemele rețelelor de secvență directă, inversă și homopolară se reduc la forma cea mai simplă în raport cu punctul de scurtcircuit.

Se determină în prima etapă t.e.m. echivalentă.

— pe barele stației M (sistemul + sarcina):

$$E''_e = \frac{0{,}726\,(0{,}0413 + 0{,}1097) + 0{,}908\,(0{,}641 + 0{,}1374 + 0{,}0822)}{0{,}0413 + 0{,}1097 + 0{,}614 + 0{,}1374 + 0{,}0822} = 0{,}882$$

$$X_e = \frac{(0{,}0413 + 0{,}1097)\,(0{,}641 + 0{,}1374 + 0{,}0822)}{1{,}012} = 0{,}1285$$

— t.e.m. totală care include și t.e.m. a generatorului:

$$E''_{1\Sigma} = \frac{1{,}08 \cdot 0{,}1285 + 0{,}882\,(0{,}1175 + 0{,}0875)}{0{,}1285 + 0{,}1175 + 0{,}0875} = 0{,}962,$$

$$x_{1\Sigma} \quad \frac{0{,}1285\,(0{,}1175 + 0{,}0875)}{0{,}1285 + 0{,}1175 + 0{,}0875} = 0{,}792,$$

Reactanța echivalentă a schemei de secvență inversă:

$$x_{2\Sigma} \quad \frac{x_e(x_{2T} + x_{2G})}{x_e + x_{2T} + x_{2G}} = \frac{0{,}1285\,(0{,}143 + 0{,}0875)}{0{,}1285 + 0{,}143 + 0{,}0875} = 0{,}0823.$$

Reactanța echivalentă a schemei de secvență homopolară:

$$x_{0\Sigma} = \frac{(0{,}062 + 0{,}384)\,0{,}0875}{0{,}062 + 0{,}384 + 0{,}0875} = 0{,}0732.$$

Conform relației (1.48):

$$I_K^{(1)} = m^{(1)} \cdot I_{1K},$$

în care, conform tabelului 1.16 și a relației (1.47):

$$m^{(1)} = 3$$

$$I_{1K} = \frac{E''_{1\Sigma}}{x_{1\Sigma} + x_{supl}}.$$

$$x_{supl} = x_{2\Sigma} + x_{0\Sigma}.$$

În consecință:

$$I_K^{(1)} = 3\,\frac{0{,}962}{0{,}0792 + 0{,}0823 + 0{,}0732} = 4{,}088.$$

În valori absolute:

$$I_k^{(1)} = I_{1k}^{(1)} \cdot I_B = 4{,}088 \cdot 477 = 1950 \text{ A}.$$

Capitolul 2

TRANSFORMATOARE DE CURENT ȘI DE TENSIUNE

2.1. Caracteristicile de bază ale transformatoarelor de curent

În cele ce urmează se face o succintă prezentare a caracteristicilor principale ale transformatoarelor de curent care interesează tehnica protecției prin relee.

2.1.1. *Diagrama vectorială și relațiile dintre mărimile de bază*

Relațiile de bază care caracterizează funcționarea transformatoarelor de curent se pot stabili avînd ca punct de plecare schema echivalentă și diagrama vectorială. În fig. 2.1 este prezentată schema principială a unui transformator de curent cu indicarea sensului curenților, t.e.m. și fluxului magnetic.

Schema echivalentă a transformatorului de curent (fig. 2.2) este întocmită în concordanță cu schema reprezentată în fig. 2.1.

S-au utilizat următoarele notații:

I_1 — curentul primar
I_{1n} — curentul nominal primar
I_2 — curentul secundar
I_{2n} — curentul nominal secundar
E_2 — t.e.m. a înfășurării secundare
U_2 — tensiunea la bornele înfășurării secundare

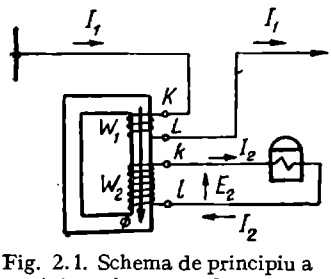


Fig. 2.1. Schema de principiu a unui transformator de curent.

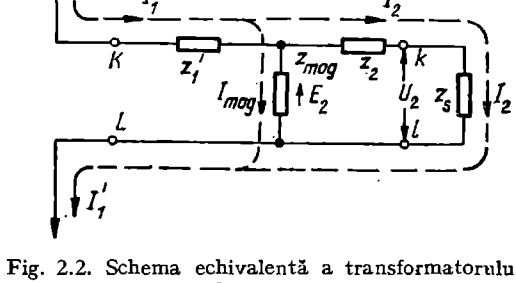


Fig. 2.2. Schema echivalentă a transformatorului de curent.

F — tensiunea magnetomotoare
Φ — fluxul magnetic
B — inducția magnetică
ω_1 — numărul de spire ale înfășurării primare

ω_2 — numărul de spire ale înfășurării secundare
f — frecvența rețelei (50 Hz)

$n_c = \frac{I_{1n}}{I_{2n}} \simeq \frac{w_2}{w_1}$ — raportul de transformare

$I_1' = \frac{I_1}{n_c}$ — curentul primar raportat la înfășurarea secundară

$I'_{mag} = \frac{I_{mag}}{n_c}$ — curentul de magnetizare raportat la înfășurarea secundară

z_1' — impedanța înfășurării primare raportată la înfășurarea secundară

z_2 — impedanța înfășurării secundare

z_S — impedanța de sarcină a înfășurării secundare a transformatorului de curent

z_n — impedanța sarcinii nominale secundare a transformatorului de curent

z_{mag} — impedanța ramurii de magnetizare

r_s — rezistența impedanței de sarcină

x_s — reactanța impedanței de sarcină

γ — unghiul de pierdere în miezul magnetic

α — unghiul impedanței secundare care include și impedanța înfășurării secundare a transformatorului de curent

δ — eroarea de unghi

f_i — eroarea de curent

Pentru construirea diagramei vectorilor (fig. 2.3) se ia ca vector de plecare, vectorul curentului secundar I_2. Vectorul tensiunii U_2 se determină din suma vectorilor căderilor de tensiune pe rezistența, respectiv reactanța sarcinii secundare:

$$U_2 = I_2(r_S + jx_S). \qquad (2.1)$$

Tensiunea electromotoare E_2 se obține prin adăugarea la tensiunea U_2 a vectorului căderii de tensiune pe impedanța înfășurării secundare a transformatorului de curent:

$$E_2 = U_2 + I_2(r_2 + jx_2). \qquad (2.2)$$

Valoarea absolută a t.e.m. E_2 este dată de relația:

$$E_2 = I_2\sqrt{(r_2 + r_S)^2 + (x_2 + x_S)^2}. \qquad (2.3)$$

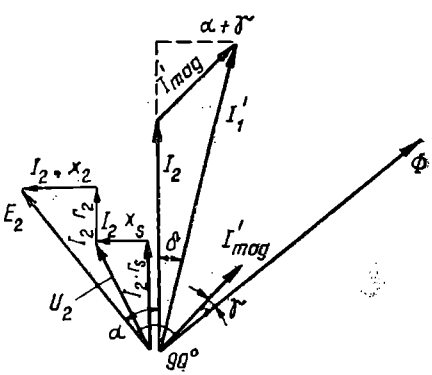


Fig. 2.3. Diagrama vectorială a transformatorului de curent.

Vectorul fluxului magnetic în diagrama vectorială este situat în urmă față de vectorul E_2 cu 90°. Fluxul magnetic Φ exprimat în Mx și t.e.m. E_2 se află în relația

$$\Phi = \frac{E_2 \cdot 10^8}{4{,}44 f \omega_2}. \qquad (2.4)$$

În mod corespunzător, inducția magnetică B, exprimată în Gs, în miezul magnetic este

$$B = \frac{\Phi}{S}, \tag{2.5}$$

unde S este suprafața secțiunii transversale a miezului magnetic al transformatorului de curent, în cm^2.

Fluxul magnetic Φ creează tensiunea magnetomotoare F care depinde de caracteristica de magnetizare a fierului din care este constituit miezul magnetic al transformatorului:

$$F = f(\Phi) \quad \text{sau} \quad F = f(B). \tag{2.6}$$

Tensiunea magnetomotoare se exprimă în amper-spire:

$$F = I_{mag}\ \omega_1 \quad \text{sau} \quad F = I'_{mag}\ \omega_2. \tag{2.7}$$

Vectorul curentului de magnetizare I'_{mag} precede vectorul fluxului magnetic Φ cu unghiul γ a cărui mărime depinde de pierderile active în miezul magnetic.

Suma vectorială a curenților I_2 și I'_{mag} furnizează vectorul I'_1:

$$I'_1 = I_2 + I'_{mag}. \tag{2.8}$$

2.1.2. *Erorile transformatoarelor de curent*

Erorile transformatoarelor de curent se datorează prezenței curentului de magnetizare I'_{mag} care face ca vectorul curentului secundar I_2 să difere de vectorul I_1.

Eroarea de curent se exprimă prin relația:

$$f_i\% = \frac{I'_1 - I_2}{I'_1} \cdot 100. \tag{2.9}$$

Prin eroare de unghi se înțelege unghiul δ dintre vectorii I'_1 și I'_2.

Conform diagramei vectoriale rezultă:

$$\sin \delta = \frac{I'_{mag} \cos(\alpha + \gamma)}{I'_1}. \tag{2.10}$$

Valoarea erorii depinde de raportul dintre impedanța z'_{mag} și z_S.

În cazul creșterii impedanței sarcinii secundare, crește curentul de magnetizare I'_{mag}.

Fabricile constructoare obișnuiesc să stipuleze sarcina nominală secundară pînă la care eroarea de măsură a transformatoarelor de curent nu depășește limitele stabilite prin standarde pentru clasa de precizie a secundarului respectiv. Dacă sarcina nominală secundară este exprimată în voltamperi, îi corespunde o impedanță, în ohmi:

$$z_{S \cdot n} = \frac{S_n}{I^2_{2n}}. \tag{2.11}$$

2.1.3. *Caracteristica volt—amper și caracteristica de magnetizare ale transformatorului de curent*

Caracteristica de magnetizare reprezintă interdependența între tensiunea magnetomotoare F și inducția magnetică B. Conform (2.4. 2.5 și 2.7), relația (2.6) poate fi exprimată astfel:

$$E_2 = f(I'_{mag}).$$

O astfel de caracteristică este deosebit de utilă pentru necesități practice de calcul.

Un exemplu de caracteristică de magnetizare este dat în fig. 2.4.

Caracteristicile de magnetizare de tip se stabilesc de către fabricile constructoare de aparataj electric pe baza rezultatelor medii obținute prin încercări speciale efectuate asupra tolelor care constituie miezul magnetic al transformatoarelor de curent. În practica de exploatare, pentru aprecierea comportării transformatoarelor de curent sub aspectul erorilor de curent, se recurge la caracteristica volt—amper:

$$U_2 = f(I'_{mag}).$$

Această caracteristică se ridică experimental prin alimentarea cu tensiune sinusoidală a secundarului transformatorului de curent în condițiile în care primarul este deschis. În aceste condiții, tensiunea U_2 este mai mare decît t.e.m. E_2 datorită căderii de tensiune a curentului de magnetizare I'_{mag} pe impedanța Z_2 a înfășurării secundare a transformatorului de curent, și caracteristica volt-amper este situată deasupra caracteristicii de magnetizare. (fig.2.4).

Pe baza caracteristicii volt-amper ridicată experimental se poate construi caracteristica de magnetizare, ținîndu-se cont că:

$$E_2 = U_2 - I'_{mag} \cdot z_2. \qquad (2.12)$$

Pentru simplificarea calculului, diferența se face aritmetic și nu vectorial, rezultatul fiind acoperitor pentru calculul erorii de curent a transformatoarelor de curent, deoarece metoda este pesimistă.

$$(E_{2\,real} > E_{2\,calcul}).$$

Caracteristica de magnetizare obținută după acest procedeu poate diferi de caracteristica de fabrică cu circa 20%, în principal datorită abaterilor inerente privind calitatea tolelor utilizate în procesul de producție și mai puțin erorii de metodă.

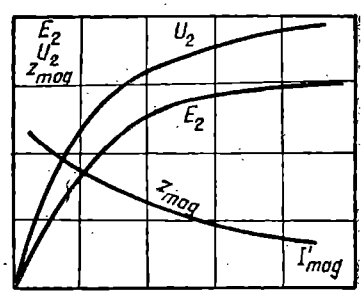


Fig. 2.4. Caracteristicile de bază ale transformatorului de curent.

2.1.4. *Eroarea de* 10% *la transformatoarele de curent*

Criteriul de alegere a transformatoarelor de curent pentru protecția prin relee îl constituie o eroare de maximum 10% pentru cel mai mare curent de scurtcircuit.

Condiția erorii de 10% pentru transformatorul de curent corespunde de fapt regimului de funcționare cu un curent de magnetizare de maximum 10% din curentul primar. În această situație eroarea de curent nu depășește $f_i\% = 10\%$, iar eroarea de unghi δ nu depășește 7°.

În mod curent funcționarea transformatoarelor de curent are loc în limita unor erori inferioare celor menționate mai sus:

$$f_i\% < 10\% \qquad \text{și} \qquad \delta < 7°.$$

Pentru menținerea regimului de funcționare a transformatorului de curent în limita de eroare 10%, pentru diverse sarcini secundare corespund diverse valori ale curentului primar. Curbele de eroare 10% ale transformatoarelor reflectă tocmai această interdependență între multiplul de supracurent (m) și sarcina secundară (z_s):

$$m = \frac{I_1}{I_{1n}} = f(z_s). \tag{2.13}$$

Orice punct de pe aceste curbe corespunde funcționării transformatorului de curent în limita erorii de 10% (fig. 2.5).

Pentru fiecare transformator de curent, fabrica este obligată să indice valoarea multiplului de supracurent pentru o eroare limită de 10% și o sarcină secundară determinată.

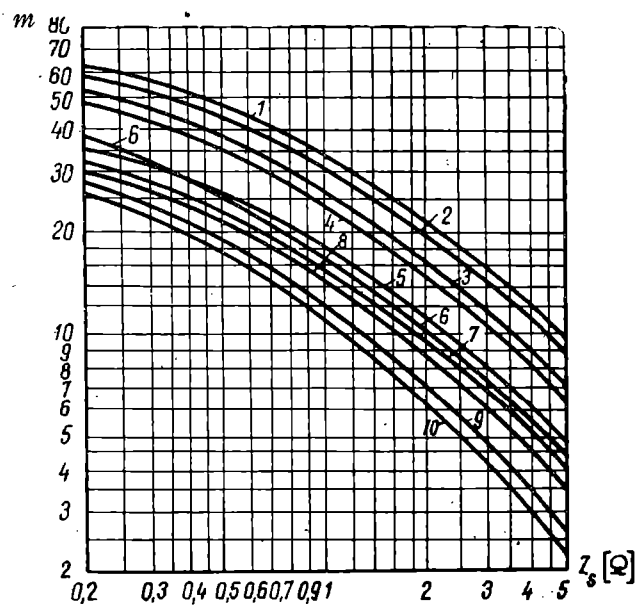


Fig. 2.5. Curbele de eroare 10% la transformatoare de curent TFND-110 cu curent nominal pînă la 600 A.

Utilizarea curbelor de erori 10% tip poate duce la rezultate eronate, mai ales pentru valori mari ale curenților primari. Din acest motiv este indicat să se recurgă la stabilirea lor experimentală pentru fiecare transformator de curent.

Tabelul 2.1

Indicii curbelor de eroare 10% din fig. 2.5 corespunzător rapoartelor de transformare n_c

Varianta	*D/1*				*D/D/0,5*					
n_c	Toate, excepție 200—400/5		200—400/5		Toate, excepție 200—400/5			200—400/5		
Clasa miezului	*D*	1	*D*	1	D_1	D_2	0,5	D_1	D_2	0,5
Indicele curbei	1	5	2	7	3	6	9	4	8	10

În cazul cînd sarcina secundară exterioară z_S diferă de sarcina secundară nominală, multiplul de supracurent de calcul poate fi determinat cu relația:

$$m_C = m \frac{z_2 + z_{Sn}}{z_2 + z_S}, \tag{2.14}$$

în care:

z_2 este sarcina înfășurării secundare a transformatorului de curent;
z_{Sn} — sarcina secundară nominală;
z_S — sarcina secundară reală.

2.2. Verificarea prin calcul a alegerii transformatoarelor de curent pentru protecția prin relee

2.1.2. *Considerații generale*

În exploatare secundarele transformatoarelor de curent au diverse utilizări care implică anumite cerințe în funcție de aparatajul racordat la înfășurarea respectivă. Astfel, pentru o serie de protecții (diferențiale, direcționale, distanță și altele), transformatoarele de curent, pînă la o valoare determinată a curentului primar, trebuie să funcționeze în limita de eroare 10%. Transformatoarele de curent, utilizate pentru alimentarea protecțiilor de curent operativ alternativ a instalațiilor de compundaj și a altor instalații, pot funcționa și cu erori mai mari de 10%, și este suficient să se verifice dacă se asigură valoarea curentului secundar necesar pentru o valoare determinată a curentului primar.

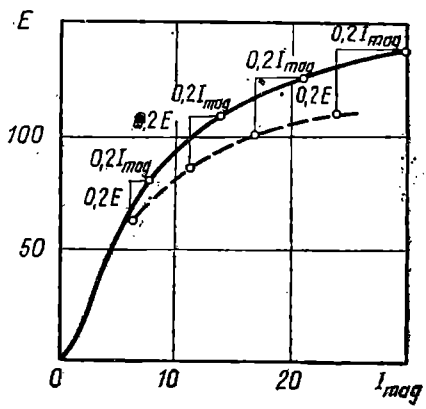


Fig. 2.6. Construcția grafică a unei caracteristici de magnetizare a unui transformator de curent diminuată cu 20%.

La verificarea prin calcul a transformatoarelor de curent, în condiții de exploatare, este necesar să se țină cont de următoarele:

a) În cazul utilizării caracteristicilor de magnetizare tip, se va lua în considerare o caracteristică modificată prin diminuare cu 20%, așa cum arată fig. 2.6.

b) În cazul utilizării curbelor de eroare 10% se va introduce un coeficient d, egal cu 0,8, care ține cont de posibilitatea abaterii valorilor multiplului de supracurent rezultat din curba în raport cu valorile reale.

În cadrul proiectelor, alegerea transformatoarelor de curent și a secțiunilor cablurilor și conductoarelor din cadrul circuitelor secundare urmează a fi făcute pe baza curbelor de magnetizare diminuate și prin aplicarea coeficientului $d = 0{,}8$ asupra rezultatelor utilizării curbelor de eroare 10%.

2.2.2. *Determinarea sarcinii înfășurării secundare a transformatoarelor de curent*

Sarcina exterioară a înfășurării secundare a transformatorului de curent se compune din rezistența conductoarelor și a cablurilor, releelor și aparatelor și din rezistențele de contact în clemele legăturii.

Determinarea prin calcul a rezistențelor sarcinii se face pe elemente:

a) Rezistența conductoarelor și a cablurilor se face pe baza formulei:

$$r_c = \frac{l}{\gamma S}, \tag{2.15}$$

în care:

r_c este rezistența conductoarelor (firelor din cabluri), în Ω;

l — lungimea conductorului, în m;

γ — conductanța specifică, în m/Ω mm^2;

s — secțiunea conductoarelor sau a firelor de pe cabluri, în mm^2.

b) Rezistența releelor și aparatelor:

$$z_r = \frac{S}{I_n^2}, \tag{2.16}$$

unde:

z_r este impedanța releului (aparatului), în Ω;

S — puterea absorbită de releu (aparat), în VA;

I_n — curentul nominal al releului (aparatului), în A.

c) Rezistența de trecere a contactelor se consideră 0,05 Ω pentru toate circuitele secundare ale transformatoarelor de curent (r_t).

Însumarea tuturor aceste rezistențe se face aritmetic. Acest lucru simplifică calculele și inexactitatea comisă conduce la rezultate acoperitoare.

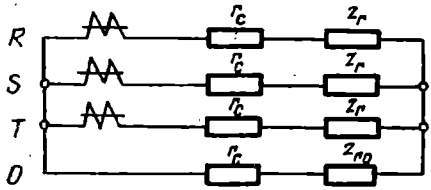
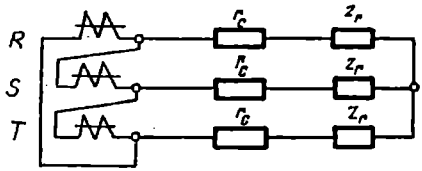
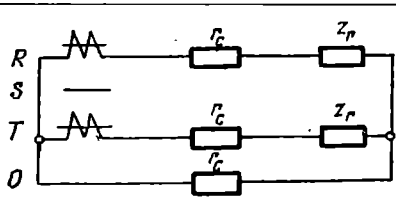
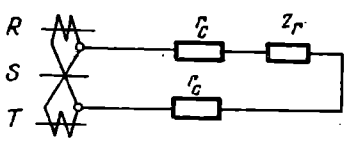
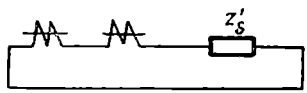
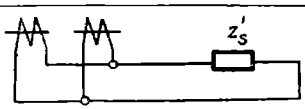
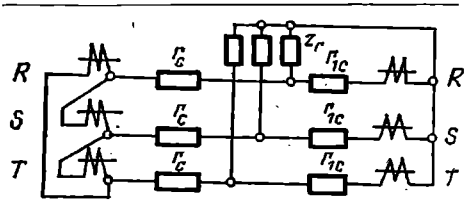
Încărcarea transformatoarelor de curent depinde de schema lor de conexiuni și de tipul de scurtcircuit. Sarcina activă a transformatorului de curent este:

$$z_s = \frac{U_2}{I_2}. \tag{2.17}$$

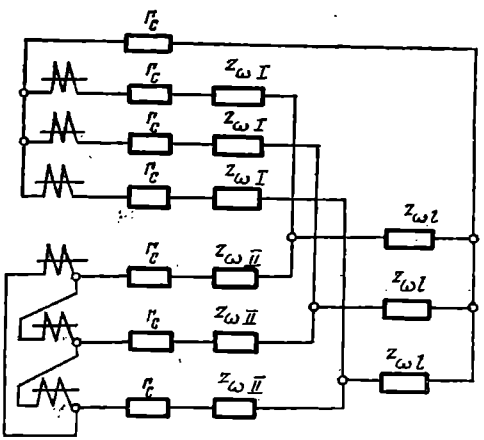
Expresiile de calcul ale sarcinii secundare pentru majoritatea schemelor de conexiuni secundare ale protecțiilor și pentru diverse tipuri de scurtcircuit sînt prezentate în tabelul 2.2.

Tabelul 2.2

Expresiile de calcul pentru sarcina secundară a transformatoarelor de curent

Nr.	Schema de conexiuni a transformatoarelor de curent şi a sarcinii	Tipul de scurtcircuit	Sarcina secundară la bornele înfăşurării secundare a transformatoarelor de curent
1	2	3	4
1		trifazat şi bifazat	$z_s = r_c + z_r + r_t$
		monofazat	$z_s = 2r_c + z_r + z_{r0} + r_t$
2		trifazat bifazat bifazat după transformator Y/Δ	$z_s = 3(r_c + z_r) + r_t$
		monofazat	$z_s = 2(r_c + z_r) + r_t$
3		trifazat	$z_s = \sqrt{3}\, r_c + z_r + r_t$
		bifazat (RS, ST) monofazat	$z_s = 2r_c + z_r + r_t$
		bifazat după transf. Y/Δ	$z_{SR} = 3r_c + z_r + r_t$ (pt. $I_R = I_T$)
4		trifazat	$z_s = \sqrt{3}\,(2r_c + z_r) \pm r_t$
		bifazat RT	$z_s = 4r_c + 2z_r + r_t$
		monofazat bifazat RS, RT	$z_s = 2r_s + z_r + r_t$
5			$z_s = \frac{1}{2} z'_s$
6			$z_s = 2z'_s$
7		trifazat bifazat	$z_{sY} = r_{1c} + r_t$ $z_{s\Delta} = 3r_c + r_t$

Tabelul 2.2 (continuare)

1	2	3	4
8		trifazat bifazat	$z_{sY} = r_{1c} + z_{w\,I} + k_1 z_{wl} + r_t$ $z_{s\Delta} = 3(r_c + z_{w\,II} + k_2 z_{wl}) + r_t$ dacă: $w_I > w_{II}$ atunci: $k_1 = \frac{w_I - w_{II}}{w_{II} + w_l}$ și $k_2 = \frac{w_I - w_{II}}{w_I + w_l}$ dacă: $w_{II} > w_I$ atunci: $k_1 = \frac{w_{II} - w_I}{w_{II} + w_l}$ și $k_2 = \frac{w_{II} - w_I}{w_{II} + w_l}$

2.2.3. *Alegerea cazului de avarie și determinarea curentului primar de calcul*

Alegerea cazului de avarie se face astfel încît să se înregistreze cea mai mare eroare la transformatoarele de curent.

Pentru aceasta trebuie avut în vedere că în unele situații, cu toată valoarea mai redusă a curentului de scurtcircuit monofazat, eroarea în astfel de cazuri poate fi mai mare pe seama valorii mari a sarcinii.

Curentul primar de calcul la care se face verificarea transformatoarelor de curent se ia egal cu:

$$I_{1\,calcul} = nI_{1\,max}, \tag{2.18}$$

unde:

$I_{1\,max}$ este valoarea maximă a curentului care trece prin transformatorul de curent;

n — coeficient, care ia în considerație inexactitatea calculelor și influența componentei aperiodice a curentului de scurtcircuit asupra funcționării transformatorului de curent.

Mărimile $I_{1\,max}$ și n se aleg corespunzător tipului și destinației instalației, în conformitate cu tabelul 2.3.

Tabelul 2.3

Determinarea mărimilor I_{1max} și n pentru diverse tipuri de protecții

Tipul protecției	I_{max}	Timpul de acționare al protecției	n
1	2	3	4
Protecție maximală cu caracteristică independentă și secționare de curent	$1{,}11 \cdot I_{reglaj}$	oricare	1,2—1,3
Protecție maximală cu caracteristică dependentă	Valoare maximă a curentului de scurtcircuit pentru care caracteristica devine independentă		

Tabelul 2.3 (continuare)

1	2	3	4
Orice protecție direcțională	Curentul de scurtcircuit maxim la sfîrșitul primei trepte sau a elementului protejat	$t > 0,5$ $t \leqslant 0,5$	1,2—1,3 1,8—2,0
Protecție diferențială utilizînd transformatoare cu saturație rapidă	Curentul de scurtcircuit maxim în interiorul zonei protejate	$t \leqslant 0,5$	1,2—1,3
Protecții diferențiale fără transformatoare cu saturație rapidă		$t \leqslant 0,5$ $t > 0,5$	1,8—2 1,4—1,5
Protecție comparativă de fază prin înaltă frecvență	Curentul de scurtcircuit maxim la locul de instalare al protecției	$t < 0,15$	1,6—1,8
Orice protecție care nu necesită o transformare exactă a curentului	Curentul minim pentru care se verifică funcționarea protecției	oricare	1,2—1,3

2.2.4. *Verificarea transformatoarelor de curent în limita erorii de 10%*

Pentru efectuarea verificării este necesar să se determine încărcarea înfășurării secundare a transformatorului de curent în conformitate cu § 2.2.2. și tabelul 2.2 și pe baza curentului primar de calcul conform § 2.2.3.

2.2.4.1. Verificarea pe baza caracteristicii volt-amper sau a caracteristicii de magnetizare

Verificarea se face pentru condiția $\alpha + \gamma = 90°$, ceea ce corespunde suprapunerii vectorilor I'_1 și I_2 și I_{mag}. Pentru calcule trebuie utilizată, dintre caracteristicile volt-amper determinate pentru completul de transformatoare de curent, cea care se situează cel mai jos în planul coordonatelor U—I.

În calculele efectuate în baza caracteristicii de magnetizare tip este necesar să se ia în considerație recomandările de la § 2.2.1.

În continuare se expun două posibilități de evaluare prin calcul a performanțelor transformatoarelor de curent:

a) *Determinarea sarcinii secundare admisibile* $Z_{S\,adm}$.

Curentul primar de calcul $I'_{1\,calc}$ se raportează la înfășurarea secundară:

$$I'_{1\,calc} = \frac{I_{1\,calc}}{n_C}.$$

Se determină curentul de magnetizare din condiția erorii de 10%:

$$I'_{mag} = 0,1 I'_{1\,calc}. \qquad (2.19)$$

Pe caracteristica volt-amper sau pe caracteristica de magnetizare se determină corespunzător valorile U_2 sau E_2 și se calculează valoarea admisă pentru sarcina secundară:

$$Z_{S\,adm} = \frac{U_2 - I'_{1\,calc} z_2}{0{,}9 I'_{1\,calc}}, \tag{2.20 a}$$

sau:

$$Z_{S\,adm} = \frac{E_2 - 0{,}9 I'_{1\,calc} z_2}{0{,}9 I'_{1\,calc}}. \tag{2.20 b}$$

Dacă $Z_{S\,adm} \geqslant Z_S$, determinate conform tabelului 2.2, atunci transformatorul de curent îndeplinește condiția de eroare 10%.

b) Determinarea curentului primar maxim admisibil.

Pe caracteristica volt-amper sau pe caracteristica de magnetizare se trasează caracteristica liniară:

$$U_2 = 10 I'_{mag}(z_2 + 0{,}9 z_S), \tag{2.21}$$

sau:

$$E_2 = 9\, I'_{mag}(z_2 + z_S). \tag{2.22}$$

Punctul de intersecție al caracteristicii volt-amper cu caracteristica liniară (2.21) furnizează valoarea curentului de magnetizare I'_{mag}, corespunzătoare erorii de 10%.

În mod similar, punctul de intersecție al caracteristicii de magnetizare cu caracteristica liniară (2.22) furnizează valoarea curentului de magnetizare I'_{mag} corespunzător erorii de 10% (fig. 2.7).

Curentul primar maxim este:

$$I_1 = n_C \cdot 10 \cdot I'_{mag}. \tag{2.23}$$

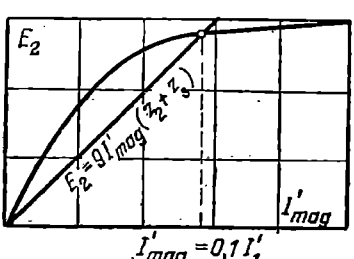


Fig. 2.7. Determinarea pe cale grafică a curentului de magnetizare corespunzător erorii de 10%

Dacă $I_1 \geqslant I_{1\,calc}$, eroarea transformatoarelor de curent nu depășește 10%.

2.2.4.2 **Verificarea după curbele erorii de 10%.**

Verificarea poate fi făcută în două moduri:

a) *Determinarea valorii admisibile pentru sarcina secundară Z_{Sa}*

Se calculează multiplul de curent m după expresia:

$$m = \frac{I_{1\,calc}}{d \cdot I_{1n}}. \tag{2.24}$$

Pe baza curbei erorii de 10% se determină valoarea admisibilă pentru sarcina secundară a transformatorului de curent care corespunde valorii multiplului de curent m.

Dacă $Z_{Sa} > Z_S$, eroarea transformatoarelor de curent nu depășește 10%.

b) *Determinarea valorii maxime a curentului primar.*

Pe baza sarcinii secundare Z_S cunoscută, se determină din curba erorii de 10% valoarea multiplului de curent m. Curentul primar maxim admisibil este furnizat de relația:

$$I_{1\,adm} = m \cdot d \cdot I_{1n}. \tag{2.25}$$

Dacă $I_{1\,adm} \geqslant I_{1\,calc}$, transformatoarele de curent răspund cerinței unei erori de maximum 10%.

2.2.5. *Verificarea transformatoarelor de curent pentru erori mai mari de 10%*

2.2.5.1. **Verificarea după valoarea curentului primar**

Verificarea se efectuează pe baza curentului $I_{1\,calc}$ care trebuie să asigure o funcționare sigură a protecției. Scopul verificării constă în calcularea valorii curentului secundar pentru evaluarea siguranței de funcționare a protecției.

Verificarea se conduce pe baza caracteristicii $E_2 = f(I'_{mag})$, în condiția identității de fază a curenților I'_1, I_2, și I'_{mag}.

Pentru verificare este necesar:

1) determinarea sarcinii secundare z_S a transformatoarelor de curent conform § 2.2.2;

2) determinarea curentului primar de calcul $I_{1\,calc}$;

3) construirea caracteristicilor de magnetizare pe baza recomandărilor făcute anterior la §§ 2.1.3 și 2.2.1:

4) construirea caracteristicii liniare:

$$E_2 = I_2(z_2 + z_S); \tag{2.26}$$

5) construirea pe aceeași diagramă a caracteristicii $E_2 = f(I'_1)$ prin determinarea unor puncte care pentru o ordonată E_2 au abscisa I'_1, egală cu suma absciselor I_2 și I_{mag} corespunzătoare ordonatei E_2 pe caracteristica liniară (2.26), așa cum arată fig. 2.8.

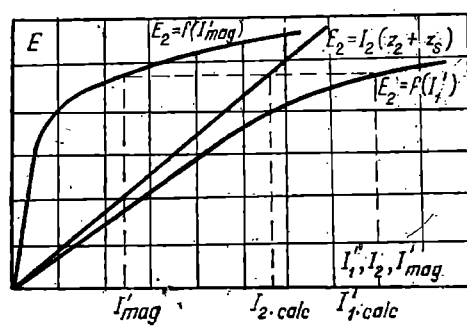


Fig. 2.8. Determinarea pe cale grafică a curentului secundar pe baza curentului primar de calcul în regim de funcționare a transformatoarelor de curent cu erori care depășesc 10%.

2.2.5.2 **Verificarea pentru eroare de 50%.**

La funcționarea transformatoarelor de curent cu o eroare ce depășește 50% apare o alterare a formei sinusoidale a curentului secundar care poate provoca vibrații la releele de curent de tip RC-1, ET-520 pentru un raport $I_{releu}/I_{regl} \geqslant 3{,}5$. Din aceste considerente, transformatoarele de curent la care secundarele au racordate protecții compuse din relee de tipul amintit trebuiesc verificate la o eroare de 50%.

Verificarea se face alegînd, pe baza a numeroase experienţe, condiţia $\alpha + \gamma = 30°$, căreia îi corespunde unghiul $\beta = 60°$ între curenţii $I_{2\,calc}$ şi I'_{mag}. Calculul se face cu ajutorul caracteristicii de magnetizare şi se determină valoarea sarcinii Z_{Sa}, ţinînd cont că:

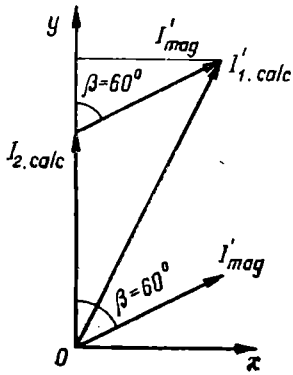


Fig. 2.9. Diagrama vectorială a unui transformator de curent funcţionînd în regim de eroare de 50% şi pentru $\alpha + \gamma = 30°$.

$$I'_{mag} = 0{,}5I'_{calc}. \tag{2.27}$$

Ţinînd cont de diagrama vectorială din fig. 2.9 se determină curentul $I_{2\,calc}$ prin expresia:

$$I_{2\,calc} = \sqrt{(I'_{1\,calc})^2 - (0{,}5I_{1\,calc}\sin 60°)^2} - 0{,}5(0{,}5I_{1\,calc}); \tag{2.28}$$

sau:

$$I_{2\,calc} = 0{,}65I'_{1\,calc}.$$

Valoarea maximă a sarcinii secundare se determină cu relaţia:

$$Z_{Sa} = \frac{E_2 - 0{,}65I'_{1\,calc} \cdot z_2}{0{,}65I'_{1\,calc}}. \tag{2.29}$$

2.3. Calculul curenţilor de dezechilibru pentru diverse scheme de conexiuni ale transformatoarelor de curent

2.3.1. *Curentul de dezechilibru în scheme diferenţiale*

Calculul se efectuează pentru eroarea maximă a curentului de scurtcircuit exterior zonei de acţionare a protecţiei. Principiul calculului constă în determinarea valorii curentului secundar în fiecare ramură a protecţiei diferenţiale pe baza determinării caracteristicii $I_2 = f(I'_1)$ pentru fiecare ramură. Pentru simplificarea calculului se admite coincidenţa fazei vectorilor I'_1, I_2, I'_{mag} pentru fiecare transformator de curent. Calculul se efectuează pe baza caracteristicii $E_2 = f(I'_{mag})$ construită plecîndu-se de la caracteristica volt-amper (2.13).

Astfel, pentru fiecare ramură se ia cea mai redusă caracteristică de magnetizare dintre cele aferente celor trei faze.

În cazul utilizării caracteristicii de magnetizare tip se va ţine cont de recomandările din § 2.2.1.

a) Se determină sarcina înfăşurării secundare a transformatorului de curent a fiecărei ramuri în conformitate cu § 2.2.2. şi curentul primar de calcul, conform § 2.2.3.

b) Pentru construirea caracteristicii $I_2 = f(I'_1)$ se trasează caracteristica liniară (2.26) $E_2 = I_2(z_2 + z_S)$.

Pentru fiecare valoare E_2 obţinută din (2.26) îi corespunde un curent de magnetizare I'_{mag} din caracteristica de magnetizare $E_2 = f(I'_{mag})$.

Suma curenţilor I_2 şi I'_{mag} pentru aceeaşi valoare E_2 furnizează valoarea curentului I'_1. În acest fel, pentru fiecare pereche de valori I'_1 şi I_2 corespunde un punct pe caracteristica $I_2 = f(I'_1)$.

Construcția caracteristicii poate fi realizată grafic așa cum se arată în fig.2.10.

c) Pe baza curentului de scurtcircuit maxim exterior zonei de acționare a protecției diferențiale se determină $I'_{1\,calc}$ pentru fiecare ramură a protecției, și utilizînd caracteristica determinată mai sus pe cale grafică $I_2 = f(I'_1)$ se găsește $I_{2\,calc}$.

d) Se calculează curentul I_{2d} în fiecare ramură înaintea releului diferențial pe baza schemei de conexiuni a transformatorului de curent, și ținîndu-se cont de eventuala existență a transformatorului de egalizare:

$$I_{2d} = k_{sch} \cdot n_T \cdot I_{2\,calc}, \qquad (2.30)$$

unde:

k_{sch} — coeficientul de schemă;

n_T — raportul de transformare al transformatorului de egalizare.

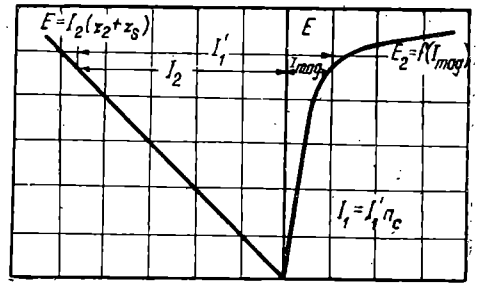


Fig. 2.10. Determinarea grafică a caracteristicii $I_2 = f(I_1)$.

În cazul conexiunii triunghi la transformatoarele de curent $k_{sch} = \sqrt{3}$, iar pentru conexiunea stea $k_{sch} = 1$.

În absența transformatorului de egalizare $n_T = 1$.

e) Curentul de dezechilibru este egal cu:

$$I_{dez} = \pm I'_{2d} \pm I''_{2d} \pm I'''_{2d}. \qquad (2.31)$$

Semnul plus sau minus în fața curentului secundar I_{2d} trebuie să corespundă sensului curentului primar în ramura schemei. Pentru sensul curentului primar spre interiorul zonei de protecție, semnul curentului I_2 se alege pozitiv. Pentru sensul curentului primar dinspre zona de protecție, sensul curentului I_{2d} se alege negativ.

În rîndul metodelor de calcul al curentului de dezechilibru se situează o metodă simplificată, bazată pe faptul că valoarea curentului de dezechilibru reprezintă diferența curenților de magnetizare.

Plecînd de la acest considerent, curentul de dezechilibru poate fi luat egal cu curentul de magnetizare al unei singure ramuri, considerînd curenții de magnetizare ai celorlalte ramuri egali cu zero. Curentul de magnetizare I'_{mag} se determină din caracteristica de magnetizare $E_2 = f(I'_{mag})$ pentru valoarea E_2:

$$E_2 = \frac{I_{1\,calc}}{n_c}(z_2 + z_s).$$

Curentul de dezechilibru va fi:

$$I_{dez} = k_{sch} \cdot n_T \cdot I'_{mag}. \qquad (2.32)$$

Această metodă furnizează o valoare mare pentru curentul de dezechilibru, motiv pentru care metoda este rar utilizată.

O altă metodă simplificată care oferă o și mai mare valoare pentru curentul de dezechilibru, constă în aceea că se adoptă pentru valoarea curentului

de magnetizare 10% din valoarea curentului $I'_{1\,calc}$ (pe considerentul că transformatoarele de curent trebuie să corespundă regimului de funcționare în limita erorii de 10%).

În aceste condițiuni:

$$I_{dez} = k_{sch} \cdot n_T \cdot 0{,}1 I'_{1\,calc}. \tag{2.33}$$

La această metodă se recurge cînd nu se cunosc nici un fel de elemente privind performanțele transformatoarelor de curent.

2.3.2. *Curentul de dezechilibru în conductorul de nul*

La scurtcircuite trifazate, curentul de dezechilibru în conductorul de nul reprezintă suma curenților de magnetizare I'_{mag} pe cele trei faze și poate fi determinat după caracteristicile $E_2 = f(I'_{mag})$.

Pentru calcul se utilizează caracteristicile de magnetizare ale transformatoarelor de curent numai de pe două faze (cea mai de sus și cea mai de jos) și se procedează astfel:

a) În caz de utilizare a caracteristicilor de magnetizare tip, cea inferioară se obține coborînd caracteristica tip cu 20%, așa cum s-a arătat la §2.2.1. (fig.2.6), iar cea superioară, ridicînd caracteristica tip cu 20%.

b) Pentru fiecare din cele două caracteristici de magnetizare se construiește, așa cum s-a arătat în fig.2.8, caracteristica $E_2 = f(I'_1)$, și se determină curentul de magnetizare corespunzător valorii curentului primar de calcul:

$$I'_{1\,calc} = \frac{I^{(3)}_{1K} \cdot n}{n_C}.$$

Se obțin valorile $I'_{mag\cdot max}$ și $I'_{mag\cdot min}$.

c) Se determină armonicile curentului de magnetizare.

Curentul de dezechilibru în conductorul de nul conține în principal armonica trei și fundamentala (armonica unu).

Curentul de dezechilibru de armonica unu se determină cu relația:

$$I_{dez\cdot I} = 0{,}66(I'_{mag\cdot max} - I'_{mag\cdot min}). \tag{2.34}$$

Curentul de dezechilibru de armonica trei se determină cu relația:

$$I_{dez\cdot III} = 0{,}34(2\,I'_{mag\cdot max} + I'_{mag\cdot min}). \tag{2.35}$$

d) Se determină valoarea absolută a curentului de dezechilibru cu relația:

$$I_{dez} = \sqrt{I^2_{dez\cdot I} + I^2_{dez\cdot III}}. \tag{2.36}$$

Dacă punctele de funcționare se situează după curbura caracteristicii $E_2 = f(I'_{mag})$, iar $I'_{mag\cdot max}$ și $I'_{mag\cdot min}$ se găsesc într-un raport mai mic decît doi, atunci se poate renunța a se mai lua în considerare curentul de dezechilibru de armonică unu și rămîne valabilă relația (2.35):

$$I_{dez} = I_{dez\cdot III}.$$

Dacă punctele de funcționare se situează înaintea curburii caracteristicii $E_2 = f(I'_{mag})$, atunci componenta de armonică trei este mică și poate să nu fie luată în considerație. În acest caz rămîne valabilă relația (2.34):

$$I_{dez} = I_{dez \cdot 1}.$$

În situațiile în care desensibilizarea față de curentul de dezechilibru nu prezintă dificultăți, se poate considera pentru simplificarea calculelor că valoarea curentului de dezechilibru este:

$$I_{dez} = I'_{mag \cdot max}, \tag{2.37}$$

în care curentul $I'_{mag \cdot max}$ se ia din caracteristica de magnetizare $E_2 = f(I'_{mag})$ pentru o valoare E_2 egală cu:

$$E_2 = \frac{n \cdot I_{1K}^{(3)}}{n_C}(z_2 + z_S).$$

Calculul curentului de dezechilibru în conductorul de nul la un scurtcircuit bifazat poate fi efectuat conform metodologiei de calcul a curenților de dezechilibru în schemele diferențiale (§ 2.3.1).

Exemplu de calcul

Pentru protecția unei linii electrice s-a instalat o secționare rapidă de curent. Transformatoarele de curent au raport de transformare 200/5 și prezintă curba de magnetizare din fig. 2.11. Schema de conexiuni a înfășurării secundare este stea. Impedanța sarcinii exterioare este: $Z_S = 1{,}1 + j\,0{,}1\ \Omega$. Impedanța înfășurării secundare a transformatorului de curent $z_2 = 0{,}2 + j\,0.15\ \Omega$. Curentul de acționare a protecției s-a ales $I_{act} = 50$ A. Se cere să se determine:

a) dacă sînt asigurate condițiile de acționare ale protecției la un curent de scurtcircuit $I_{sc} = 3000$ A;

b) eroare de curent la valoarea curentului menționat la pct. *a*.

Pentru rezolvarea problemei, se determină t.e.m. corespunzătoare curentului de acționare al protecției:

$$E_2 = I_{act}(z_2 + z_S) = 50\,[1{,}1 + 0{,}2 +$$

$$+ j\,(0{,}1 + 0{,}15)], \quad |E_2| = 50 \cdot 1{,}32 = 66\ \text{V}.$$

Extrapolînd caracteristica de magnetizare $E_2 = f(I'_{mag})$ pînă la limita posibilă, la curentul de calcul corespunzător curentului de 3000 A:

$$I'_{\text{calcul}} = \frac{I_{sc}}{n_C} = \frac{3000}{40} = 75\ \text{A},$$

găsim pentru t.e.m. E_2 limita valorii 50 V.

Rezultă că pentru curentul de scurtcircuit de 3000 A, curentul secundar I_2 nu poate depăși valoarea:

$$I_{2\,limită} = \frac{E_{2\,limită}}{z_2 + z_S} = \frac{50}{1{,}32} = 37{,}9\ \text{A}.$$

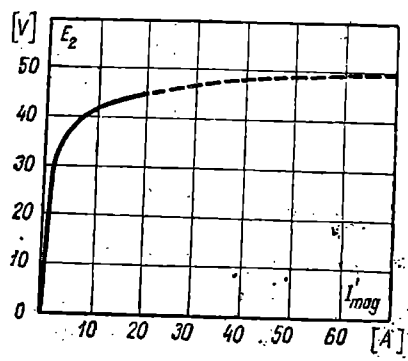


Fig. 2.11. Caracteristica de magnetizare a transformatorului de curent din exemplul de calcul.

În consecință, pentru un curent $I_1 = 3000$ A și un curent de acționare de 50 A, releele de curent ale secționării de curent nu acționează.

Pentru calculul erorii de transformare se admite că unghiul dintre I_2 și I'_{mag} este 90°. De unde:

$$I'_{mag} = \sqrt{(I'_1)^2 - I_2^2} = \sqrt{75^2 - 37{,}8^2} = 64{,}7\ \text{A}.$$

Pe caracteristica de magnetizare se confirmă că pentru $I'_{mag} = 64{,}7$ A, t.e.m. $E_2 = 50$ V; prin urmare, valoarea considerată $I_2 = 37{,}8$ A este corectă.

Eroarea de curent în aceste condiţiuni va fi:

$$f_i\% = \frac{I_2 - I'_1}{I'_1} = \cdot 100 = \frac{37{,}8 - 75}{75} \cdot 100 = -49{,}6\%.$$

2.4. Caracteristicile de bază ale transformatoarelor de tensiune

Funcţionarea transformatoarelor de tensiune se caracterizează prin diagrama vectorială prezentată în fig.2.12.

În continuare se vor utiliza următoarele notaţii:

U_1 — tensiunea primară
U_2 — tensiunea secundară
Φ — fluxul magnetic
w_1 — numărul de spire al înfăşurării primare
w_2 — numărul de spire al înfăşurării secundare
$n_T = \frac{w_1}{w_2}$ — raportul de transformare al transformatorului de tensiune
$U'_1 = \frac{U_1}{n_T}$ — tensiuneà primară raportată la înfăşurarea secundară
$z_1 = r_1 + \mathrm{j}\, x_1$. — impedanţa înfăşurării primare
$z_2 = r_2 + \mathrm{j}\, x_2$ — impedanţa înfăşurării secundare
$z'_1 = \frac{z_1}{n_T^2}$ — impedanţa primară raportată la înfăşurarea secundară
x'_{sc} — reactanţa de scurtcircuit raportată la înfăşurarea secundară
I_1 — curentul primar
I_2 — curentul secundar
$I'_1 = I_1 \cdot n_T$ — curentul primar raportat la înfăşurarea secundară
I_0 — curentul primar de mers în gol raportat la înfăşurarea secundară
μ_{sc} — tensiunea de scurtcircuit în %
φ_2 — unghiul între U_2 şi I_2
φ_{sc} — unghiul de scurtcircuit
δ' — eroarea de unghi
δ'_0 — eroarea de unghi la mers în gol
δ'_S — eroarea de unghi introdusă de sarcină
ΔU — eroarea de tensiune

Corectitudinea funcţionării transformatorului de tensiune se caracterizează prin două erori: eroarea de tensiune şi eroarea de unghi.

Eroarea de tensiune se determină cu relaţia:

$$\Delta U\% = \frac{n_T U_2 - U_1}{U_1}. \qquad (2.38)$$

Eroarea de unghi se determină cu relaţia:

$$\delta' = \delta'_0 + \delta'_S, \qquad (2.39\ a)$$

unde:

$$\delta_0' = \frac{3440}{U_2}(I_r' \cdot r_1' - I_a' \cdot x_1'), \qquad (2.39\ b)$$

$$\delta_S' = \frac{3440}{U_2}[(r_1' + r_2)\sin\varphi_2 - x_{sc}'\cos\varphi_2] \cdot I_2 \qquad (2.39\ c)$$

Tabelul 2.4

Erorile maxime ale transformatoarelor de tensiune corespunzătoare diverselor clase de precizie

Clasa de precizie	Erorile maxime	
	de tensiune, %	de unghi, min
0,5	±0,5	±20
1	±1,0	±40
3	±3,	nu se normează

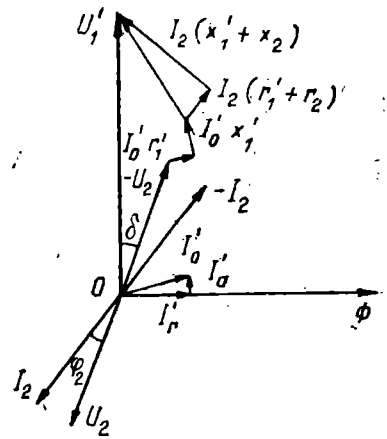


Fig. 2.12. Diagrama vectorială a transformatorului de tensiune.

Transformatoarele de tensiune au trei clase de precizie corespunzătoare următoarelor erori maxime (tabelul 2.4).

2.5. Verificarea prin calcul a regimului de funcționare a transformatoarelor de tensiune

2.5.1. *Determinarea încărcării transformatoarelor de tensiune*

La punerea în funcțiune sau cu ocazia conectării unor sarcini suplimentare este necesară verificarea încărcării transformatoarelor de tensiune, astfel ca funcționarea acestora să aibă loc în limitele impuse de clasele de precizie respective.

Verificarea se face în două regimuri: regimul normal și regimul de avarie, cînd sarcina transformatorului de tensiune crește pe seama conectării unor înfășurări de relee care în mod normal stau deconectate.

În regim normal, clasa de precizie a transformatoarelor de tensiune se atribuie funcție de aparatele care se conectează; de exemplu: clasa 3 — pentru alimentarea de la transformatorul de tensiune a aparatelor indicatoare sau înregistratoare, clasa 0,5 — pentru alimentarea contoarelor.

În regim de avarie, clasa de precizie determină condițiile de funcționare ale protecției prin relee conectată la transformatorul de tensiune.

Sarcina totală a fiecărei faze a transformatorului de tensiune în regim de avarie se determină prin însumarea sarcinii de regim normal cu cea de avarie care e reprezentată de instalațiile de protecție și automatizare.

Sarcina măsurată la transformatorul de tensiune pentru o tensiune dată U_2 se raportează la valoarea tensiunii nominale U_{2n}:

$$I_2' = I_2 \frac{U_{2n}}{U_2}, \tag{2.40}$$

unde:

I_2' este curentul raportat la tensiunea nominală;

U_{2n} — tensiunea nominală a înfășurării secundare;

U_2, I_2 sînt tensiunea și curentul măsurat pentru o sarcină secundară dată.

Pentru transformatoarele de tensiune trifazate, sarcina pe fază se determină cu relația:

$$S_f' = I_2' \frac{U_{2n}}{\sqrt{3}}. \tag{2.41}$$

Sarcina unei faze a transformatorului de tensiune trifazat conectat în stea poate fi determinată ca sumă a sarcinilor diverselor aparate și relee conectate la circuitul de tensiune considerat.

Sarcina unei faze a transformatorului de tensiune trifazat pentru o schemă de conectare de tipul celei prezentate în fig.2.13 poate fi determinată prin următoarea relație:

$$S_R'' = S_{fR}' + [0{,}58 S_{RS\,(max)}' + 0{,}42 S_{RT\,(min)}'], \tag{2.42}$$

unde:

S_R'' este sarcina totală a fazei R a transformatorului de tensiune;

S_{fR}' — sarcina pe fază R a transformatorului de tensiune raportată la tensiunea de fază;

$S_{RS\,(max)}'$, $S_{RT\,(min)}'$ — sarcina între faza maximă, respectiv minimă conectată la faza R.

În cazul $S_{RS} = S_{RT}$ rezultă:

$$S_R'' = S_{fR}' + S_{RS}'. \tag{2.42 a}$$

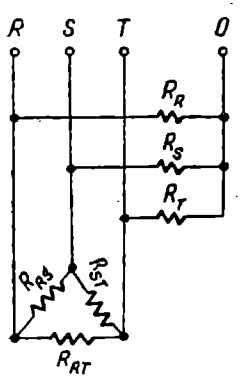


Fig. 2.13. Schema echivalentă a circuitelor de tensiune.

Pentru înfășurările secundare conectate în triunghi deschis, sarcina poate să fie, de asemenea, determinată prin calcul sau măsură. Măsurătoarea se poate face fie prin excluderea înfășurării uneia din faze, sau pe calea alimentării cu tensiune a sarcinii de la o altă sursă. Rezultatele măsurătorilor de curenți de sarcină trebuiesc echivalate pentru valoarea maximă a tensiunii la bornele triunghiului deschis în cazul punerii la pămînt a unei faze:

$$I_\Delta' = I_\Delta \frac{U_\Delta'}{U_\Delta}, \tag{2.43}$$

unde:

I_Δ, U_Δ sînt curenții și tensiunile măsurate în cazul sarcinii triunghiului deschis.

Pentru rețele cu neutrul legat direct la pământ: $U'_{\Delta} = U_{n\Delta}$, iar pentru rețele cu neutrul izolat: $U'_{\Delta} = 3\,U_{n\Delta}$, unde $U_{n\Delta}$ este tensiunea nominală a înfășurării în triunghi deschis a transformatorului de tensiune trifazat.

Puterea absorbită de la înfășurarea secundară legată în triunghi deschis va fi:

$$S_{\Delta} = I'_{\Delta} \cdot U_{n\Delta} \tag{2.44}$$

Sarcina secundară pe fază a unor înfășurări legate în stea sau în triunghi deschis calculată cu relațiile (2.43 și 2.44) se compară cu puterile nominale pe fază corespunzătoare clasei de precizie.

Sarcina admisibilă pe fază la transformatoarele de tensiune se determină în funcție de sarcina nominală indicată de fabrica constructoare și de indicațiile din tabelul 2.5.

Tabelul 2.5

Sarcina pe fază a transformatoarelor de tensiune

Schema conexiunilor transformatorului de tensiune	Sarcina admisibilă
Stea formată din transformatoare de tensiune monofazate	$S_f = S_n$
Triunghi deschis format din două transformatoare (schemă V)	$S_f = \frac{S_n}{\sqrt{3}}$
Transformator trifazat	$S_f = \frac{S_n}{3}$

2.5.2. *Determinarea pierderilor de tensiune în circuitele secundare ale transformatoarelor de tensiune*

Conform normelor în vigoare, pierderile de tensiune în circuitele secundare de tensiune ale transformatoarelor de tensiune nu trebuie să depășească:

— pentru contoare (sarcină normală) — 0,5%;
— pentru aparate de măsură (sarcină normală) — 3%;
— pentru releele de protecție și automatizare (sarcina de avarie) — 3%.

Pierderea de tensiune se calculează cu relația:

$$\Delta U\% = 100 \cdot \frac{U_{TT} - U_S}{U_{TT}}\,[\%], \tag{2.45}$$

unde:

U_{TT} este tensiunea la bornele transformatorului de tensiune;
U_S — tensiunea la bornele sarcinii.

Tensiunile urmează a fi măsurate cu voltmetrul, pe rînd, la bornele transformatorului de tensune și la cel mai îndepărtat panou cu aparate de măsură, contoare, relee și automatică.

2.5.3. *Calculul curenților de scurtcircuit în circuitele secundare ale transformatoarelor de tensiune*

Calculul curenților de scurtcircuit în circuitele secundare ale transformatoarelor de tensiune se efectuează pentru alegerea siguranțelor și automatelor de protecție din aceste circuite.

În cadrul calculelor se fac următoarele simplificări:

1) nu se ia în considerație reactanța circuitelor care se alimentează de la transformatorul de tensiune;

2) nu se ia în considerație diferența de unghi dintre impedanțele transformatoarelor de tensiune și a circuitelor secundare.

Valoarea curentului de scurtcircuit se determină cu relația:

$$I_{sc} = \frac{U_2}{k_1 z_T + k_2 r_C}, \tag{2.46}$$

unde:

U_2 este tensiunea secundară între faze a transformatorului de tensiune;

r_C — rezistența conductorului de la transformatorul de tensiune pînă la locul de scurtcircuit;

k_1, k_2 sînt coeficienți depinzînd de schema de conexiuni a transformatoarelor de tensiune și tipul de scurtcircuit și sînt dați în tabelul 2.6;

z_T este impedanța transformatorului de tensiune raportată la tensiunea secundară

$$z_T = \frac{u_{sc}\% U_{2n}^2}{100S}, \tag{2.47}$$

unde:

$u_{sc}\%$ este tensiunea de scurtcircuit a transformatorului de tensiune;

U_{2n} — tensiunea nominală a înfășurării secundare a transformatorului de tensiune;

S — puterea transformatorului de tensiune la care este raportată valoarea tensiunii de scurtcircuit $u_{sc}\%$, în VA.

Tabelul 2.6

Coeficienții pentru calculul curenților de scurtcircuit în circuitele secundare ale transformatoarelor de tensiune

Scheme de conexiuni a transformatoarelor de tensiune	Tipul de scurtcircuit	k_1	k_2	Observații
Stea-stea cu neutrul legat la pămînt	trifazat	$\sqrt{3}$	$\sqrt{3}$	
	bifazat	2	2	
	monofazat	$\sqrt{3}$	$2\sqrt{3}$	
Triunghi deschis	trifazat	1	$1+\sqrt{3}$	
	bifazat	1	2	Curent de scurtcircuit maxim
		2	2	Curent de scurtcircuit minim
Stea cu neutrul legat la pămînt — triunghi închis	bifazat	$\sqrt{3}$	$2\sqrt{3}$	Curent de scurtcircuit maxim
		$2\sqrt{3}$	$2\sqrt{3}$	Curent de scurtcircuit minim

2.5.4. *Alegerea curenților de declanșare ai automatelor și a curenților nominali ai siguranțelor de protecție*

Curentul de declanșare al automatelor se alege de 1,2—1,5 ori mai mare decît cel mai mare curent de sarcină pe fază a transformatorului de tensiune. Curentul minim de scurtcircuit, determinat după relația (2.46) trebuie să fie de 2—3 ori mai mare decît curentul de declanșare al automatelor.

Curentul nominal al siguranțelor se alege ca valoare maximă rezultînd din următoarele relații:

$$I_{n\,sig} = k_{sig} I_{S\,max} \tag{2.48}$$

unde:

$I_{S\,max}$ este curentul maxim al sarcinii de durată;
k_{sig} — coeficient de siguranță (1,1 — 1,2);

$$I_{n\,sig} = \frac{I_{suprasarcină}}{k_{sig}}, \tag{2.49}$$

unde:

k_{sig} este coeficient de siguranță egal cu:
— k_{sig} = 2,5 — pentru suprasarcini de 2—3 s
— k_{sig} = 1,5 — 2 — pentru suprasarcini de 10 s.

Capitolul 3

CALCULUL REGLAJELOR PROTECȚIEI PRIN RELEE

3.1. Protecția maximală de curent cu blocaj de tensiune minimă

3.1.1. *Curentul de acționare*

Curentul de acționare al protecției maximale de curent se stabilește după cum urmează:

— pentru generatoare și transformatoare,

$$I_{act} = \frac{k_{sig} \cdot k_{sch}}{k_{rev}} \cdot \frac{I_n}{n_c}, \tag{3.1}$$

unde:

k_{sig} este coeficient de siguranță care se adoptă: 1,1 — 1,25;
n_c — raportul de transformare al transformatoarelor de curent;
k_{rev} — coeficientul de revenire al releelor maximale de curent ($k_{rev} < 1$);
k_{sch} — coeficient de schemă, care pentru conectarea releelor la curenții de fază este $k_{sch} = 1{,}0$ iar pentru conectarea la diferența curenților de fază $k_{sch} = \sqrt{3}$;
I_n — curentul nominal primar al echipamentului protejat (generator, transformator).

— pentru linii electrice (aeriene sau cable)

$$I_{act} = \frac{k_{sig} \cdot k_{sch}}{k_{rev}} \cdot \frac{I_{sarc\,max}}{n_c} \tag{3.2}$$

unde:

$I_{sarc\,max}$ este curentul maxim de sarcină în regim normal de funcționare.

3.1.2. *Tensiunea de acționare*

Tensiunea de acționare a blocajului de tensiune minimă se calculează astfel:

$$U_{act} = \frac{U_{min}}{k_{sig} \cdot k_{rev} \cdot n_T}, \tag{3.3}$$

unde:

U_{min} este tensiunea de exploatare minimă posibilă la locul de instalare al protecției;
k_{sig} — coeficientul de siguranță care se adoptă 1,1;
k_{rev} — coeficient de revenire a releelor minimale de tensiune ($k_{rev} > 1$)
n_T — raportul de transformare al transformatoarelor de tensiune.

Pentru prevenirea acționării protecției maximale de curent cu blocaj de tensiune minimă în cazul regimului de autopornire la consumător sau a regimului asincron a turbogeneratoarelor se adoptă

$$U_{acț} = (0{,}5 - 0{,}6)\, U_n.$$

3.1.3. *Coeficientul de sensibilitate*

Coeficientul de sensibilitate se calculează astfel:

— Pentru releele de demaraj

$$k_{sens} = \frac{I_{sc.\,min}}{I_{acț} n_c}, \tag{3.4}$$

unde:

$I_{sc.\,min}$ este curentul minim de scurtcircuit la limita zonei de acționare a protecției, determinat prin calcul în condițiile reale de regim minim (vezi cap.1).

— Pentru releele de tensiune minimă

$$k_{sens} = \frac{U_{acț} \cdot n_T}{U_{sc.\,max}}, \tag{3.5}$$

unde:

$U_{sc.\,max}$ este tensiunea stabilizată maximă în cazul unui scurtcircuit la limita zonei de acționare a protecției, determinat prin calcul în regimul maxim posibil.

Coeficientul de sensibilitate trebuie să aibă următoarele valori:

— la scurtcircuite la limita elementului protejat — minimum 1,5;

— la scurtcircuite la limita elementelor rezervate — minimum 1,2.

3.1.4. *Reglajul de timp*

Reglajul de timp al protecției maximale de curent cu blocaj de tensiune minimă, avînd de regulă o caracteristică de acționare independentă, se alege pe principiul eșalonării în trepte.

Conform acestui principiu, fiecare protecție plasată în amonte în raport cu surse de alimentare trebuie să aibă un reglaj de timp mai mare decît cel al protecției situată imediat în aval de ea, și anume superior cu o treaptă de selectivitate, Δt:

$$t_n = t_{(n-1)} + \Delta t, \tag{3.6}$$

unde:

t_n este reglajul de timp al protecției „n" socotind în direcția spre sursa de alimentare (protecția din amonte);

$t_{(n-1)}$ — reglajul de timp al protecției „$n - 1$", socotind în direcția spre sursa de alimentare (protecția din aval);

Δt — treapta de selectivitate.

În țara noastră treapta de selectivitate Δt a fost adoptată în funcție de tensiunea nominală a rețelei:

— pentru rețele cu $U_n \leqslant 110$ kV: $\Delta t = 0{,}5$;

— pentru rețele cu $U_n \geqslant 220$ kV: $\Delta t = 0{,}4$.

3.2. Protecția maximală de curent contra scurtcircuitelor între faze

3.2.1. *Curentul de acționare*

Curentul de acționare se calculează astfel:

$$I_{act} = \frac{k_{sig} \cdot k_{sch}}{k_{rev}} \cdot \frac{I_{sarc.\,max}}{n_c}, \tag{3.7}$$

unde:

$I_{sarc.\,max}$ este curentul de sarcină maximă care poate trece prin elementul protejat în cel mai greu regim posibil (exemplu: declanșare în avarie a unor transformatori sau linii care funcționau în paralel cu elementul protejat sau autopornirea electromotoarelor la consumator etc).

În cazul cînd condiția de sensibilitate a protecției este îndeplinită conform §3.1.3., curentul de acționare al protecției poate fi ales după relația:

$$I_{act} = \frac{3I_n}{n_c} k_{sch}, \tag{3.8}$$

în care: I_n este curentul nominal al elementului protejat.

Dacă condiția de sensibilitate nu poate fi respectată în condițiile relației (3.8) atunci se alege pentru valoarea curentului de pornire:

$$I_{act} = \frac{I_{sc.\,min} \cdot k_{sch}}{k_{sens} \cdot n_c}, \tag{3.9}$$

unde:

k_{scns} este 1,5 pentru scurtcircuit la limita elementului protejat sau 1,2 pentru defect după elementele rezervate;

$I_{sc.\,min}$ — idem ca pentru (3.4);

k_{sch}, n_c — idem ca pentru (3.1).

Valoarea obținută trebuie verificată în raport cu curentul de acționare rezultat după relația (3.7) care ține cont de sarcină maximă și de regimul de autopornire.

Curentul de acționare al protecției maximale de curent fără blocaj de tensiune minimă a generatoarelor cu o putere mai mică de 1 MW se alege:

$$I_{act} = \frac{(2 - 2{,}5)\, I_n}{n_c} k_{sch}. \tag{3.10}$$

Curenții de acționare ai protecțiilor stabiliți conform relațiilor (3.7 — — 3.10) trebuiesc corelați din punct de vedere al sensibilității cu curenții de acționare ai celorlalte protecții instalate pe elementele din amonte.

3.2.2. *Corelarea reglajelor în funcție de sensibilități*

Protecțiile maximale de curent, instalate pe elementele din amonte, trebuiesc corelate față de protecțiile maximale de curent din aval din punct de vedere al sensibilității, în așa fel încît sensibilitatea protecțiilor situate mai aproape de sursa de alimentare să nu fie mai mare decît cea a protecțiilor situate mai departe de sursă.

Pentru aceasta curenții de acționare trebuiesc eșalonați după condiția de mai jos:

$$I_{act.\,n} = (1{,}1 - 1{,}3)\,\frac{I_{act.\,(n-1)}}{k_r}, \tag{3.11}$$

unde:

$I_{act.\,(n-1)}$ este curentul de acționare al protecției din aval;
$I_{act.\,n}$ — curentul de acționare al protecției din amonte;
k_r — coeficient de ramificație, determinat conform § 3.2.3.

3.2.3. *Coeficientul de ramificație*

Coeficientul de ramificație k_r reprezintă raportul dintre curenții care trec prin elementele a căror protecție se corelează din punctul de vedere al sensibilității. Coeficientul de ramificație poate fi supraunitar sau subunitar. Astfel, în fig. 3.1, pentru cazul corelării curentului de acționare al protecției din stația A cu curentul de acționare din stația B, coeficientul de ramificație se determină cu raportul:

$$k_r = \frac{I_{BD}}{I_{AB}} > 1,$$

deoarece:

$$I_{BD} = I_{AB} + I_{CB} > I_{AB}.$$

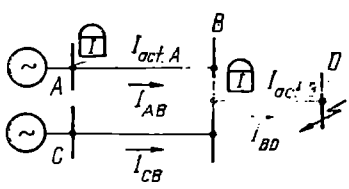


Fig. 3.1. Configurație de rețea pentru $k_r > 1$.

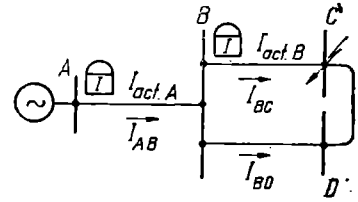


Fig. 3.2. Configurație de rețea pentru $k_r < 1$.

În fig. 3.2, în condițiile corelării curenților de acționare ai protecțiilor din stațiile A și B, coeficientul de ramificație va fi:

$$k_r = \frac{I_{BC}}{I_{AB}} < 1,$$

deoarece:

$$I_{AB} = I_{BC} + I_{BD} > I_{BC}.$$

3.2.4. *Coeficientul de sensibilitate*

Coeficientul de sensibilitate se determină conform relației (3.4) și trebuie să aibă valorile indicate la § 3.1.3.

În cazul determinării coeficientului de sensibilitate al protecțiilor maximale ale căror relee sînt racordate la diferența curenților de fază, curentul de scurtcircuit minim $I_{sc.\,min}$ se alege pentru defect bifazat cu mențiunea că una din fazele defecte trebuie să fie cea pe care nu sînt montate transformatoare de curent, întrucît în aceste condițiuni curentul prin relee este minim.

În cazul determinării coeficientului de sensibilitate pentru defecte după transformatoare Y, d, curentul de scurtcircuit minim $I_{sc.\,min}$ se determină pentru un defect bifazat între acele faze care, în funcție de grupa de conexiuni a transformatorului, creează pe fazele echipate cu transformatoare de curent un curent de două ori mai mic decît pe cea de a treia fază (vezi tabelul 3.1).

Tabelul 3.1

Relațiile dintre curenții înfășurărilor unui transformator Y, d11 în cazul unui scurtcircuit bifazat

Scurtcircuit bifazat între fazele *ST* pe partea înfășurării în triunghi	Scurtcircuit bifazat între fazele *ST* pe partea înfășurărilor în stea
Curenții pe partea înfășurării în stea	Curenții pe partea înfășurării în triunghi
$I_R = I_S = \frac{I_{sc\,\Delta}}{\sqrt{3}N_T}$	$I_R = I_T = \frac{I_{sc\,\lambda}}{\sqrt{3}}N_T$
$I_T = \frac{2I_{sc\,\Delta}}{\sqrt{3}N_T}$	$I_S = \frac{2I_{sc\,\lambda}}{\sqrt{3}}N_T$

Observație N_T — raportul de transformare al transformatorului;
$I_{sc\,\Delta}$ — curentul de scurtcircuit pe partea înfășurării în triunghi;
$I_{sc\,\lambda}$ — curentul de scurtcircuit pe partea înfășurării în stea.

3.2.5. *Reglajul de timp al protecției maximale de curent cu caracteristică independentă*

Reglajul de timp al protecției maximale de curent cu caracteristică independentă se stabilește conform indicațiilor de la § 3.1.4.

3.2.6. *Reglajul de timp al protecției maximale de curent cu caracteristică dependentă*

Stabilirea reglajelor de timp se face pe calea construirii caracteristicii

$$t = f(I),$$

unde:

t este reglajul de timp;
I — curentul primar.

Dacă protecțiile sînt amplasate la tensiuni diferite, fiind legate prin transformatoare de forță, curenții se raportează la o singură tensiune.

În cazul protecțiilor conectate la curenții de fază, corelarea se face în condițiile unui scurtcircuit trifazat, iar în cazul protecțiilor conectate la curenții de diferență, corelarea se face în condițiile unui scurtcircuit bifazat între fazele pe care sînt montate transformatoare de curent, astfel ca prin relee să treacă cel mai mare curent.

Corelarea protecțiilor conectate la curenți de fază cu protecțiile conectate la diferența curenților de fază și invers se face în condițiile unui scurtcircuit bifazat între faze, dintre care una nu are montat transformator de curent, dacă protecția conectată la diferența curenților de fază este situată mai aproape de consumator (fig. 3.3, *a*) și respectiv în condițiile unui scurtcircuit bifazat, între fazele care au montate transformatoare de curent, dacă protecția conectată la diferența curenților de fază este situată mai aproape de sursa de alimentare (fig. 3.3, *b*).

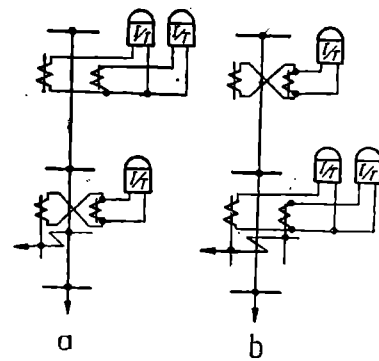


Fig. 3.3. Condițiile de calcul pentru corelarea protecțiilor maximale în funcție de sensibilitate.

În cazul corelării caracteristicilor protecțiilor unor elemente situate la tensiuni diferite, legate între ele prin transformatoare de forță, este necesar a se lua în considerație relațiile de corespondență dintre curenții pe cele două înfășurări ale transformatorului pentru cazul unui scurtcircuit bifazat (tabelul 3.1). Corelarea trebuie făcută în condițiile în care curenții la protecția de pe partea sursei sînt maximi, iar cei de pe partea sarcinii sînt minimi.

Pentru exemplificare s-a ales configurația din fig. 3.4.

1. Se procedează la corelarea caracteristicilor protecțiilor maximale instalate în rețeaua din fig.3.4. Protecțiile *1* și *4* au caracteristici independente, iar protecțiile *2* și *3* au caracteristici dependente.

2. Curenții de acționare se determină în baza relațiilor (3.7 — 3.11). Construcția caracteristicilor se face în fig. 3.5.

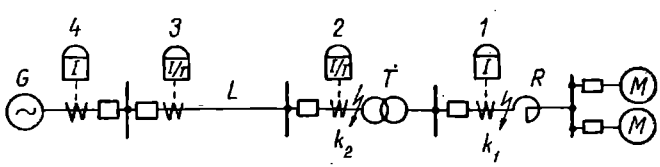


Fig. 3.4. Schema unui sector de rețea pentru care se face corelarea caracteristicilor protecțiilor.

3. Se determină un punct de control pe caracteristica protecției *2* pe baza condiției de selectivitate față de protecția *1*. Corelarea se face pentru curentul maxim care trece prin ambele protecții, ceea ce are loc pentru un scurtcircuit în punctul k_1, înainte de bobina de reactanță *R*.

În acest fel punctul de control al caracteristicii protecției *2* va trebui să fie situat în raport cu caracteristica protecției *1* astfel încît:

$$t_2 = t_1 + \Delta t \quad \text{pentru} \quad I = I_{sc.k_1}.$$

Cunoscînd curentul de acționare al protecției *2* și punctul corespunzător lui t_2 pe caracteristica tip a releului maximal de curent cu caracteristica dependentă, se pot ușor stabili și alte puncte ale caracteristicii de acționare a protecției. Pe baza acestor puncte se poate trasa caracteristica dorită (curba *2* din fig. 3.5).

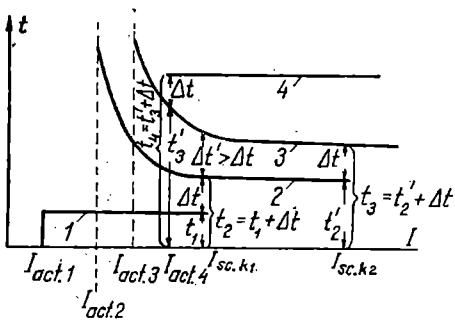


Fig. 3.5. Construcția corelată a caracteristicilor protecțiilor maximale de curent.

5. Se determină un punct de control al caracteristicii de acționare al protecției *3* a liniei pe baza condiției de selectivitate față de protecția *2*. Corelarea se face pentru curentul maxim care trece prin ambele protecții, ceea ce are loc pentru un scurtcircuit în punctul k_2, înainte de transformatorul *T*. Pentru acest curent de scurtcircuit, protecția *2* lucrează cu timpul t'_2. Punctul de control al caracteristicii protecției *3* va trebui să fie situat în raport cu caracteristica protecției *2* astfel încît:

$$t_3 = t'_2 + \Delta t \quad \text{pentru} \quad I = I_{sc.k_2}.$$

Totuși, în cazul dat, condiția de corelare a caracteristicilor dependente a două protecții în baza unui singur punct de control nu este suficientă. A doua condiție constă în aceea că pentru un scurtcircuit după transformatorul *T* sau ceea ce este același lucru cu scurtcircuitul din punctul k_1, caracteristica *3* să nu se apropie de caracteristica *2* la mai puțin de Δt. Pentru aceasta este necesar ca diferența de timp $\Delta t'$ între caracteristicile *2* și *3* pentru curentul $I_{sc.k_1}$ să nu fie mai mică de Δt, adică $\Delta t' \geqslant \Delta t$.

Cunoscînd curentul de acționare al protecției *3* și punctele de control ale caracteristicii *3* pentru curenții $I_{sc.k_1}$ și $I_{sc.k_2}$ se determină dintre caracteristicile tip ale releului maximal de curent cu caracteristică dependentă, acea caracteristică care satisface (curba *3* din fig. 3.5).

6. Determinarea reglajului de timp al protecției *4* a generatorului *G* se face pe baza condiției de selectivitate față de protecția *3*. Corelarea se face pentru curentul de acționare al protecției generatorului. Rezultă că pentru acest punct:

$$t_4 = t'_3 + \Delta t \quad \text{pentru} \quad I = I_{act.4}$$

3.3. **Protecția maximală de curent de suprasarcină**

3.3.1. *Curentul de acționare*

Curentul de acționare se alege după relația (3.1) unde coeficientul de siguranță se alege:

$k_{sig} = 1{,}05$ — pentru generatoare și transformatoare, acționînd la semnal;

$k_{sig} = 1{,}1 \pm 1{,}2$ — pentru protecția generatoarelor și transformatoarelor acționînd la descărcare sau declanșare;

$k_{sig} = 1{,}2$ — pentru protecția electromotoarelor acționînd la semnal, descrescător sau declanșare.

3.3.2. *Reglajul de timp*

Reglajul de timp se alege astfel:

— pentru generatoare și transformatoare

$$t_{p.\,s} = t_{p.\,m} + \Delta t, \tag{3.12}$$

unde:

$t_{p.\,s}$ este timpul de acționare al protecției maximale de curent de suprasarcină;

$t_{p.\,m}$ — timpul de acționare al protecției maximale de curent contra scurtcircuitelor;

$\Delta t = (0{,}5 - 1)$s — treapta de selectivitate

— pentru electromotoare

$$t_{p.\,s} = (15 - 30)\ \text{s}. \tag{3.13}$$

3.4. Secționarea de curent contra scurtcircuitelor între faze

3.4.1. *Curentul de acționare*

Curentul de acționare se alege astfel:

— pentru linii și transformatoare

$$I_{act} = k_{sig} \cdot k_{sch} \cdot \frac{I_{sc.\,max}}{n_c}, \tag{3.14}$$

unde:

k_{sig} este coeficientul de siguranță care se alege conform tabelului 3.2.

Tabelul 3.2

Coeficientul de siguranță pentru determinarea curentului de acționare al secționărilor de curent

Variante de realizare	Locul de instalare			
	Linii	Transformatoar	Generatoare	Electromotoare
Secționare de curent fără temporizare cu relee de curent tip electromagnetic	1,2 – 1,3	1,3 – 1,4	1,3 – 1,4	1,4 – 1,5
Secționare de curent fără temporizare cu relee de curent de tipul de inducție	1,4 – 1,5	1,5 – 1,6	1,6 – 1,8	1,8 – 2,0
Secționare de curent avînd temporizare cu relee de curent de tip electromagnetic și relee de timp	1,1 – 1,2	1,2 – 1,3	1,2 – 1,3	–

Pentru curentul $I_{sc.\ max}$ din relația (3.14) se alege curentul de scurtcircuit de regim maxim. În cazul conectării protecției la curenții de fază se ia în considerare curentul de scurtcircuit trifazat. În rețelele cu curenți mari de punere la pământ este necesar să se verifice dacă curenții de scurtcircuit monofazați nu depășesc ca valoare curenții de scurtcircuit trifazați.

Curentul de acționare al secționării de curent a unei linii radiale se desensibilizează față de curentul $I_{sc.\ max}$ la un scurtcircuit pe barele stației de la capătul liniei.

Curentul de acționare al secționării de curent a unei linii radiale care alimentează o stație cu un singur transformator se desensibilizează față de curentul $I_{sc.\ max}$ la un scurtcircuit după transformator (pe barele de medie sau joasă tensiune).

Curentul de acționare al secționării de curent a unei linii cu alimentare de la ambele capete se determină pe baza a două condițiuni:

1. Desensibilizarea față de curentul de scurtcircuit maxim pe barele stațiilor de la cele două capete ale liniei. Pentru aceasta, în relația (3.14) se introduce $I_{sc.\ max}$ cu valoarea cea mai mare dintre cele două valori de curent de scurtcircuit.

2. Desensibilizarea față de curentul maxim în regim de pendulații:

$$I_{acț} = k_{sig} \cdot k_{sch} \cdot \frac{I_{pend.\ max}}{n_c}, \tag{3.15}$$

unde:

$I_{pend.\ max}$ este curentul maxim în regim de pendulații.

Curentul de acționare al secționării se alege valoarea maximă rezultînd din condițiile *1* și *2* expuse mai sus.

— pentru electromotoare

$$I_{acț} = k_{sig} \cdot k_{sch} \cdot \frac{I_{pornire}}{n_c}, \tag{3.16}$$

unde:

$I_{pornire}$ este curentul de pornire al electromotorului din poziția de repaus și cu reostatul de pornire scos din circuitul rotoric.

3.4.2. *Coeficientul de siguranță*

Coeficientul de siguranță k_{sig} din relațiile (3.14 — 3.16) se alege conform tabelului 3.2.

3.4.3. *Sensibilitatea secționării de curent*

Sensibilitatea secționării de curent se apreciază printr-un coeficient de sensibilitate și prin zona de acționare.

Coeficientul de sensibilitate se determină cu relația:

$$k_{sens} = \frac{I_{sc.\ min}}{I_{acț} \cdot n_c}, \tag{3.17}$$

în care: $I_{sc.\ min}$ este curentul care trece prin protecție în cazul unui scurtcircuit bifazat aproape de locul de instalare al protecției în regim minim pentru sistem și la timpul $t = 0$.

Coeficientul de sensibilitate trebuie să aibă valoarea 2.

Zona de acționare a secționării de curent se determină grafic (fig. 3.6) sau conform relației:

$$x_* = \frac{1}{x_l}\left(\frac{U_f}{I_{act}} - x_s\right), \tag{3.18}$$

în care:

x_* este lungimea zonei de acționare a secționării de curent exprimată în cotă parte din reactanța liniei;

x_l — reactanța liniei protejate;

U_f — tensiunea de fază pe bara de pe care pleacă linia protejată,

I_{act} — curentul de acționare al secționării de curent,

x_s — reactanța sursei.

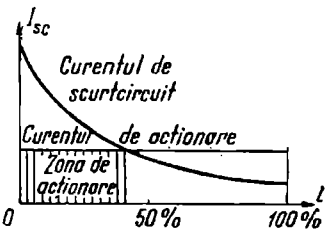


Fig. 3.6. Determinarea zonei de acționare a secționării de curent.

3.5. Protecția de curent de secvență inversă a generatoarelor și blocurilor generator-transformator

Curentul de acționare al protecției care acționează la semnalizare se alege din condiția de sensibilizare față de curentul de dezechilibru al filtrului de curent de secvență inversă în cazul celui mai mare curent de sarcină posibilă a generatorului protejat, practic:

$$I_{act\,(2)} = 0{,}1\, I_{nom}. \tag{3.19}$$

Curentul de acționare al protecției care acționează la declanșare se alege din condiția de desensibilizare față de curentul de dezechilibru al filtrului de curent de secvență inversă în următoarele situații:

1. Prevenirea deteriorării rotorului generatorului din cauza încălzirii provocate de trecerea curenților de secvență inversă.

Dependența timpului admis de funcționare a generatorului în prezența curentului de secvență inversă de valoarea acestui curent se exprimă prin relația:

$$I_{*(2)}^2 \cdot t = A, \tag{3.20}$$

în care:

$I_{*(2)}$ este curentul de secvență inversă raportat la curentul nominal al generatorului;

A — constanta pentru generatoare de un anume tip; pentru turbogeneratoare care nu au răcire forțată, $A = 30$; pentru hidrogeneratoare, $A = 40$; pentru turbogeneratoare cu răcire forțată, $A = 8 - 15$.

Din relația (3.20) rezultă:

$$I_{*(2)} = \sqrt{\frac{A}{t}}. \tag{3.21}$$

Considerînd $t = 2$ min, se obține:

— pentru turbogeneratoare care nu au răcire forțată;

$$I_{acț\,(2)} \leqslant 0{,}5 I_{nom}; \tag{3.22}$$

— pentru turbogeneratoare care au răcire forțată:

$$I_{acț\,(2)} \leqslant 0{,}25 I_{nom}; \tag{3.23}$$

— pentru hidrogeneratoare:

$$I_{acț\,(2)} \leqslant 0{,}6 I_{nom}. \tag{3.24}$$

2. Desensibilizarea față de curenții de secvență inversă care apar la întreruperea unei faze de la una din liniile prin care este interconectată centrala electrică.

În această situație curentul de acționare se calculează în mod diferit pentru condițiile ruperii unei faze într-o rețea cu curenți mari de punere la pămînt față de o rețea cu curenți mici de punere la pămînt.

a) Pentru rețele cu curent mare de punere la pămînt această condiție conduce la corelarea din punct de vedere al sensibilității a protecției de curent de secvență inversă cu protecția de curent homopolar instalată pe linie.

$$I_{acț\,(2)} \geqslant k_{sig} \cdot \frac{I_{acț\,(0)} z_{0\Sigma}}{3 k_{2r} z_{2\Sigma}} \tag{3.25}$$

unde:

k_{sig} este coeficientul de siguranță care se adoptă, de regulă: 1,1;

k_{2r} — coeficientul de ramificație în schema echivalentă de secvență inversă pentru generatorul sau blocul pe care s-a montat protecția de curent de secvență inversă;

$I_{acț\,(0)}$ — curentul de acționare al protecției de curent homopolar cu care se face corelarea;

$I_{acț\,(2)}$ — curentul de acționare a protecției de secvență inversă;

$Z_{0\Sigma}$, $Z_{2\Sigma}$ sînt impedanțele rezultante ale rețelei de secvență homopolară, respectiv de secvență inversă, reduse în raport cu locul întreruperii.

Condițiile de calcul pentru determinarea curentului $I_{acț\,(2)}$ conform (3.25) se stabilesc în baza următoarelor considerente:

— locul de întrerupere se alege pe una din liniile de interconectare a centralei electrice,

— în schema de secvență homopolară se alege regimul minim pentru toate elementele,

— pentru toate elementele în paralel cu generatorul sau blocul în cauză se aleg condițiile de calcul care determină impedanțele de secvență inversă cele mai mari,

— pentru elementele sistemului de la capătul opus al liniei pe care se ia în discuție întreruperea de fază, urmează să se aleagă condițiile de calcul care să determine impedanța de secvență inversă de valori minime.

b) Pentru rețele cu curenți mici de punere la pămînt, curentul de acționare al protecției se desensibilizează față de curenții care apar la întreruperea unei faze și anume:

$$I_{acț\,(a)} \geqslant \frac{k_{sig} \cdot I_{sarc.\,max}}{\left(1 + \frac{z_{2\Sigma}}{z_{0\Sigma}} + \frac{z_{2\Sigma}}{z_{1\Sigma}}\right) k_{2r}}, \tag{3.26}$$

unde:

$I_{sarc.\,max}$ este curentul maxim de sarcină a elementului pe care s-a produs întreruperea de fază;

$z_{1\Sigma}$, $z_{2\Sigma}$ sînt impedanțele directă și inversă rezultante ale rețelelor de secvență directă și inversă reduse în raport cu locul întreruperii de fază;

$z_{0\Sigma}$ este impedanța de secvență homopolară a liniei și a celorlalte legături în raport cu locul de defect. În absența acestor legături $z_{0\Sigma} = \infty$.

Condițiile de calcul pentru determinarea curentului $I_{acț\,(2)}$ conform (3.26) se stabilesc în baza următoarelor considerente:

— în schema de secvență directă se alege regimul minim pentru toate elementele;

— pentru legăturile paralele urmează să se ia cele mai mari valori ale impedanțelor de secvență inversă. În acest sens se va lua în discuție numai deschiderea acelor legături paralele care nu determină scăderea sarcinii pe linia pe care se preconizează întreruperea de fază, deoarece este important ca $I_{sarc.\,max}$ din relația (3.26) să nu scadă.

Pentru elementele sistemului de la capătul opus al liniei pe care se ia în discuție întreruperea de fază, urmează să se aleagă condițiile de calcul care determină impedanțe de secvență inversă de valori minime.

3. Desensibilizarea față de curentul de dezechilibru al filtrului de secvență inversă în cazul suprasarcinii maxime posibile a generatorului se face după relația (3.19).

4. Corelarea după sensibilitatea protecțiilor instalate pe elementele adiacente celui pentru care se stabilește curentul de acționare a protecției de curent de secvență inversă.

a) Corelarea față de protecția maximală de curent de rezervă realizată cu relee conectate la curenții de fază se face conform relației:

$$I_{acț\,(2)} = \frac{k_{sig}}{k_{2r}} \cdot \frac{I_{acț}}{\sqrt{3}}. \tag{3.27}$$

Condițiile de calcul pentru relația (3.27) trebuie să țină cont de următoarele considerente:

— liniile paralele cu cea a cărei protecție maximală de curent se face corelarea vor fi toate considerate conectatef;

— elementele paralele cu generatorul sau blocul a cărei protecție de curent de secvență inversă se corelează vor fi toate considerate deconectate.

b) Corelarea față de protecția de curent homopolar instalată pe linie în rețele cu curenți mari de punere la pământ se face conform relației:

$$I_{acț\,(2)} = \frac{k_{sig}}{k_{2r}} \cdot \alpha \cdot \frac{I_{acț\,(0)}}{3}, \tag{3.28}$$

în care:

$\alpha = \frac{I_2}{I_0}$ este raportul curenților de secvență inversă și homopolară care trec prin linia pe care este instalată protecția de curent homopolar.

În calcule urmează a se lua în considerație scurtcircuitul la capătul zonei de acționare a protecției de curent homopolar și anume scurtcircuit monofazat dacă $z_{2\Sigma} > z_{0\Sigma}$, respectiv trifazat dacă $z_{2\Sigma} < z_{0\Sigma}$.

c) Pentru corelarea protecției de curent de secvență inversă cu protecția de distanță se determină curentul maxim de secvență inversă la scurtcircuit între faze la limita zonei de acționare a releului de impedanță:

$$I_{acț\,(2)} = \frac{k_{sig}}{k_{2r}} I_{2\,calc}, \tag{3.29}$$

unde:

$I_{2\,calc}$ este curentul de secvență inversă determinat pentru scurtcircuit la limita zonei de acționare a protecției de distanță.

În acele cazuri, cînd curentul de acționare a protecției de curent de secvență inversă, determinat pe baza condițiilor de corelare cu protecțiile elementelor vecine rezultă exagerat de mare și în contradicție cu condiția *1*, este necesar a se analiza problema reducerii cerințelor decurgînd din coordonarea protecțiilor din punct de vedere al sensibilității.

5. Sensibilitatea protecției de curent de secvență inversă se verifică pentru scurtcircuit după transformatoarele ridicatoare. Curentul de scurtcircuit pentru determinarea sensibilității se consideră pentru scurtcircuit bifazat și monofazat la pământ, coeficientul de sensibilitate trebuind să fie: $k_{scns} \geq 1{,}2$.

3.6. **Protecția diferențială transversală a liniilor**

Curentul de acționare al protecției este determinat pe baza a două condiții:

a) Desensibilizarea în raport cu curentul de dezechilibru.

b) Evitarea acțiunii greșite a protecției uneia dintre linii atunci cînd cealaltă este deconectată.

Prima condiție se traduce prin relația:

$$I_{acț} = k_{sig} I_{dez.\,max}, \tag{3.30}$$

în care:

$I_{dez.\,max}$ este curentul de dezechilibru maxim pentru un defect exterior zonei de protecție determinat conform § 2.3.1;

I_{sig} — coeficentul de siguranță care se adoptă: 1,3 — 1,5.

A doua condiție se traduce prin relația:

$$I_{acț} = \frac{k_{sig}}{k_{rev}} I_{sarc.\ max}, \tag{3.31}$$

în care:

$I_{sarc.\ max}$ este curentul maxim de sarcină prin una din linii atunci cînd cealaltă este deconectată de la unul din capete prin comandă anuală;

k_{sig} — coeficient de siguranță care se adoptă: 1,1 — 1,25;

k_{rev} — coeficientul de revenire al releelor de curent.

Pentru curentul de acționare se adoptă cea mai mare din valorile (3.30) și (3.31).

În cazul unei linii dublu circuit cu surse la ambele capete se determină două zone de acționare în cascadă la cele două extremități ale liniei. Zonele moarte se exprimă în procente din lungimea liniei dublu circuit:

$$l_{1c}\% = \frac{I_{acț\,(1)}}{I_{sc\,2}} 100, \tag{3.32}$$

$$l_{2c}\% = \frac{I_{acț\,(2)}}{I_{sc\,1}} 100, \tag{3.33}$$

unde:

$I_{sc\,1}$ este curentul total de scurtcircuit debitat de surse pentru un defect la limita zonei de acționare în cascadă a protecției diferențiale transversale și care poate fi considerat cu aproximație egal cu curentul total debitat de surse la un defect pe barele din capătul *1*;

$I_{acț\,(1)}$ — curentul de acționare al protecției diferențiale transversale de la capătul *1*;

$I_{sc\,2}$ — curentul total de scurtcircuit debitat de surse pentru un defect la limita zonei de acționare în cascadă a protecției diferențiale transversale și care poate fi considerat cu aproximație egal cu curentul total debitat de surse la un defect pe barele din capătul *2*;

$I_{acț\,(2)}$ — curentul de acționare al protecției diferențiale transversale de la capătul *2*.

Calculul se efectuează în condițiile regimului maxim real posibil. Suma zonelor de acționare în cascadă trebuie să fie:

$$l_{1c} + l_{2c} \leqslant 0{,}6. \tag{3.34}$$

Prescripțiile în vigoare (vezi anexa) prevăd pentru elementele de pornire

$$k_{sens} \geqslant 2, \tag{3.35}$$

pentru protecția prin ale cărei relee circulă suma curenților secundari și

$$k_{sens} \geqslant 1{,}5, \tag{3.36}$$

după deconectarea liniei defecte de la un capăt, cînd mai urmează să acționeze protecția prin ale cărei relee circulă diferența curenților secundari.

3.7. Protecția diferențială longitudinală a liniilor

Calculul reglajelor pentru protecțiile diferențiale longitudinale ale liniilor depinde în cea mai mare măsură de particularitățile constructive ale releului diferențial longitudinal utilizat.

3.7.1. *Releul diferențial tip DZL-2(1)*

a) Coeficientul k al filtrului $I_1 + kI_2$.

Alegerea coeficientului k al filtrului trebuie să asigure superioritatea componentei kI_2 asupra componentei I_1 în ideea unei funcționări sigure a protecției la orice scurtcircuit nesimetric pe linia protejată. Cazul cel mai defavorabil de funcționare al filtrului îl reprezintă scurtcircuitul monofazic pe faza S cînd componentele I_1 și kI_2 se găsesc în opoziție de fază astfel ca pentru coeficientul k avem valori negative.

Totuși, în cazul dublei puneri la pămînt, curentul I_1 depășește considerabil în mărime curentul I_2, motiv pentru care coeficientul k se determină funcție de raportul maxim dintre curenții I_1 și I_2 la scurtcircuit bifazat cu pămînt în zona de acționare a protecției și anume la ambele capete ale liniei:

$$k = -k_{sig}\frac{I_1^{(1,1)}}{I_2^{(1,1)}}, \tag{3.37}$$

unde:

$I_1^{(1,1)}$, $I_2^{(1,1)}$ sînt curenții de secvență directă și inversă pe linie pentru raportul maxim între I_1 și I_2 în condițiile alimentării de la ambele capete;

k_{sig} — coeficient de siguranță egal cu 2.

Coeficientul k nu poate să fie mai mic de -4.

Se recomandă să se aleagă valoarea întreagă inferioară cea mai apropiată de rezultatul obținut în relația (3.37). De exemplu, dacă din calcul rezultă $k = -4,34$ se va adopta valoarea $k = -4$.

Coeficientul k se adoptă același la ambele capete ale liniei.

b) Coeficientul h.

Se determină din trei condiții:

— În funcție de curentul de scurtcircuit trifazat minim:

$$h = -\frac{I_{sc.\,min}^{(3)}}{kI_{2\,act}k_{sens}n_c}, \tag{3.38}$$

unde:

$I_{sc.\,min}^{(3)}$ este curentul minim de scurtcircuit trifazat la capătul liniei pentru alimentare de la un singur capăt (regim după RAR nereușit) în condițiile regimului minim real posibil;

h — coeficientul filtrului ales după relația (3.37);

k_{sens} — coeficientul de sensibilitate egal cu 2;

n_c — raportul de transformare al transformatoarelor de curent. Ele trebuie să fie identice la ambele capete ale liniei;

$I_{2\,act}$ — curentul de acționare a releului pentru $h = 1$ în cazul alimentării de la un singur capăt al protecției cu curent de secvență inversă și pentru k ales anterior.

Pentru determinarea curentului de acționare $I_{2\,acț}$ se ține seamă de faptul că, prin construcție, la releul DZL orice scurtcircuit trifazat apare ca un scurtcircuit simetric, dar de secvență inversă. Acest fapt determină alimentarea releelor numai cu curent de secvență inversă I_2, curent care este în realitate $I_{2\,acț}$ căutat. Practic, valoarea lui se determină din relația:

$$I_{2\,acț} = \frac{1}{n} I_{acț.\,SO}, \tag{3.39}$$

în care:

$I_{acț.\,SO}$ este curentul de acționare al protecției diferențiale la scurtcircuit *SO* și pentru $h=1$ cu alimentare de la un singur capăt;

$\frac{1}{n}$ — coeficientul constructiv al filtrului.

Curentul de acționare $I_{acț.\,SO}$ este funcție de rezistență și capacitatea cablului de legătură. Pentru domeniul cuprins între:

$$C = (0 - 0{,}5)\,\mu F$$

și

$$R = (0 - 700)\,\Omega,$$

valoarea curentului de acționare este dată în tabelul 3.3.

Tabelul 3.3

Valoarea curenților de acționare ai protecției DZL funcție de tipul de scurtcircuit pentru alimentarea de la un singur capăt și $h=1$ (capacitate pînă la 0,5 μF și rezistență pînă la 700 Ω pe buclă)

Tipul de scurtcircuit	Curentul de acționare (A)							
	Capătul de alimentare				Capătul de primire			
	$k=-4$	$k=-6$	$k=-8$	$k=-10$	$k=-4$	$k=-6$	$k=-8$	$k=-10$
RO	2,48	2,88	3,12	3,25	2,15	2,5	2,71	2,82
SO	3,8	3,8	3,8	3,8	3,3	3,3	3,3	3,3
TO	2,48	2,88	3,12	3,15	2,15	2,5	2,71	2,82
RS	1,83	1,98	2,04	2,08	1,59	1,72	1,77	1,8
RT	1,31	1,57	1,71	1,8	1,14	1,37	1,49	1,56
ST	1,83	1,98	2,04	2,08	1,59	1,72	1,77	1,8
RST	3,8	6,4	8,94	11,5	3,3	5,54	7,75	10
RTS	0,95	1,06	1,12	1,15	0,825	0,917	0,966	1,0

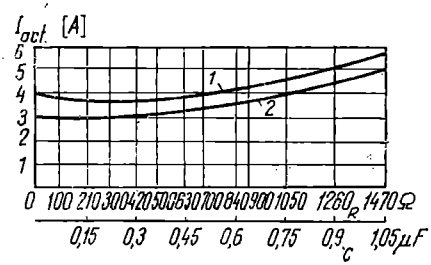


Fig. 3.7. Dependența curentului de acționare a protecției DZL de rezistența perechii conductelor de legătură în cazul alimentării de la un singur capăt pentru scurtcircuit *SO* și $h = 1$:

1 — capătul de alimentare; *2* — capătul de primire.

Pentru valori ale rezistenței conductoarelor mai mari de 700 Ω se utilizează pentru determinarea curentului $I_{acț.\,SO}$ curbele din fig. 3.7.

Coeficientul $\frac{1}{n}$ este dat în tabelul 3.4 în funcție de tipul de scurtcircuit și de coeficientul k. Pentru determinarea curentului $I_{2acț}$ din relația (3.38) evident se va utiliza valoarea lui $\frac{1}{n}$ pentru scurtcircuit trifazat RTS.

Tabelul 3.4

Valoarea coeficientului $\frac{1}{n}$ al protecției DZL funcție de tipul de scurtcircuit și coeficientul k

Coeficientul k	Tipul de scurtcircuit							
	RO	*SO*	*TO*	*RS*	*RT*	*ST*	*RST*	*RTS*
−4	0,653	1	0,653	0,481	0,346	0,481	1	0,25
−6	0,758	1	0,758	0,521	0,414	0,521	1,68	0,278
−8	0,82	1	0,82	0,535	0,46	0,535	2,35	0,293
−10	0,855	1	0,855	0,546	0,471	0,546	3,03	0,3

— În funcție de curentul minim de scurtcircuit monofazat.

Relația de alegere este:

$$h = \frac{I^{(1)}_{sc.\,min}}{I_{acț.\,SO} \cdot k_{sens} \cdot n_c}, \tag{3.40}$$

unde:

$I^{(1)}_{sc.\,min}$ este curentul minim de scurtcircuit monofazat în regim de alimentare de la un singur capăt;

k_{sens}, n_c, $I_{acț.\,SO}$ — cu semnificația din relațiile (3.39 și 3.40).

— În funcție de curentul secundar maxim în regim de scurtcircuit.

Valoarea lui h aleasă ca întregul cel mai apropiat de valoarea minimă rezultată din relațiile (3.39 și 3.40). Se verifică că satisface condiția de curent maxim în regim de scurtcircuit.

Pentru această verificare se utilizează valorile date în tabelul 3.5.

Tabelul 3.5

Dependența coeficientului h de curentnl de scurtcircuit

Coeficientul h	1	1,5	2
Curentul secundar maxim de scurtcircuit, A	100	150	200

c) *Verificarea sensibilității protecției diferențiale.*

Verificarea sensibilității se face pentru cazul scurtcircuitului bifazat întrucît alegerea parametrilor h și k s-a făcut în baza scurtcircuitelor trifazate,

monofazate și bifazate cu pămîntul. Formula de verificare a sensibilității este:

$$k_{sens}^{(2)} = \frac{I_{sc.min}^{(2)}}{h \cdot I_{acț.\ RS} \cdot n_c}, \tag{3.41}$$

unde:

$I_{sc.min}^{(2)}$ este curentul minim de scurtcircuit bifazat calculat în același regim ca și $I_{sc.min}^{(3)}$ din formula (3.38);

$I_{acț.\ RS}$ — curentul de acționare al protecției diferențiale în cazul alimentării dintr-o singură parte, pentru $h = 1$ și pentru k stabilit prin relația (3.37) și la scurtcircuit RS;

n_c — raportul de transformare al reductoarelor de curent

Curentul de acționare $I_{acț;\ RS}$ se determină cu relația:

$$I_{acț.\ RS} = \frac{1}{n} \cdot I_{acț.SO}, \tag{3.42}$$

unde:

$I_{acț.\ SO}$ este valoarea curentului de acționare pentru scurtcircuitul SO și k stabilit conform tabelului 3.3 pentru caracteristicile cablurilor de legătură în limitele de $C \leqslant 0{,}5\ \mu F$ și $R \leqslant 700\Omega$. Pentru cazul depășirii acestor parametri se utilizează curbele din fig. 3.7;

$\frac{1}{n}$ — se alege din tabelul 3.4 pentru k stabilit și $h = 1$ la tipul de scurtcircuit RS.

Coeficientul de sensibilitate rezultat din formula (3.41) trebuie să fie $\geqslant 2$.

d) *Reglarea curentului de acționare al releului homopolar 8 RT folosit pentru blocarea acționării protecției în timpul funcționării descărcătorilor de linie.*

Relația de reglare a releului este:

$$I_{acț} = \frac{3I_{0.min}^{(1,1)}}{k_{sens} n_c}, \tag{3.43}$$

unde:

$I_{0.min}^{(1,1)}$ este curentul homopolar minim pentru scurtcircuit bifazat cu pămîntul în capătul opus al liniei pentru regimul în care valoarea curentului de scurtcircuit este minimă;

k_{sens} — coeficientul de sensibilitate egal cu 2,0;

n_C — raportul de transformare al reductoarelor de curent.

3.7.2. *Protecția diferențială cu relee RDL (ICEMENERG)*

Curentul secundar al transformatorului sumator (I_2) se găsește într-o anumită relație de modul și fază cu sistemul de curenți primari rezultînd, între altele, și sensibilități ale releului dependente de tipul scurtcircuitului. În acest sens se definește un coeficient de participare care depinde atît de tipul de scurtcircuit, cît și de modul de conectare al releului, și reprezintă raportul între curentul secundar al transformatorului sumator, cînd releul participă la un scurtcircuit trifazat, și curentul secundar al aceluiași trans-

formator, cînd releul participă la un alt tip de scurtcircuit. Prin urmare, acest coeficient indică cum se modifică sensibilitatea releului pentru diverse tipuri de scurtcircuit comparativ cu scurtcircuitul trifazat. Acest coeficient k_p are următoarele valori:

$k_p = 1$ pentru scurtcircuit RST și regim normal
$k_p = 1{,}86$ „ „ RS
$k_p = 1{,}73$ „ „ ST și RT
$k_p = 0{,}34$ „ „ RO
$k_p = 0{,}58$ „ „ SO
$k_p = 0{,}43$ „ „ TO

Curentul la care acționează releul depinde de acest coeficient și de un coeficient de reglaj ce se prestabilește cu ajutorul potențiometrului de reglaj din releul RDL rezultînd:

$$I_{acț} = k_{regl} k_p \cdot I_n, \tag{3.44}$$

unde:

I_n este curentul nominal al releului;
k_{regl} — coeficient de reglaj (0,65 — 1,5).

Reglarea releului diferențial presupune stabilirea coeficientului de reglaj și îndeplinirea condițiilor de sensibilitate și siguranță.

Condiția de sensibilitate, evidențiată prin coeficientul de sensibilitate, are în vedere curentul minim de scurtcircuit care în cazul de față este reprezentat de curentul de scurtcircuit bifazat, deoarece la două din scurtcircuitele bifazate, k_p are valoarea maximă, coeficientul de sensibilitate fiind invers proporțional cu acest coeficient:

$$k_{sens} = \frac{I^{(2)}_{sc.\,min}}{k_p k_{regl} I_n n_c}, \tag{3.45}$$

unde: n_c este raportul de transformare al transformatorului de curent.

Condiția de siguranță, exprimată prin coeficientul de siguranță, are în vedere întreruperea cablului pilot, deoarece la scurtcircuite exterioare se asigură o blocare eficientă chiar și în cazul unor erori foarte mari ale transformatoarelor de curent de la cele două capete ale liniei. În cazul întreruperii cablului pilot:

$$I_{frînare} = 0; \qquad I_{acț} = I_{sarcină} = I_2,$$

și prin urmare curentul de sarcină al liniei contribuie singur la formarea curentului de acționare, deoarece efectul de frînare este nul. În aceste condițiuni coeficientul de siguranță este raportul dintre valoarea de acționare reglată și valoarea acestui curent de sarcină:

$$k_{sig} = k_{regl} \frac{I_n n_c}{I_{sarcină}}, \tag{3.46}$$

deoarece $k_p = 1$, fiind un regim simetric.

Pentru coeficienții de sensibilitate și siguranță se vor adopta valorile:

$$k_{sig} = 1{,}2 - 1{,}3$$

$$k_{sens} = 1{,}5 - 2.$$

Coeficientul de reglaj astfel determinat se va utiliza în relația (3.44) pentru stabilirea valorii curentului de acționare.

3.8. Protecția diferențială longitudinală a transformatoarelor și autotransformatoarelor

Calculul reglajelor protecțiilor diferențiale ale transformatoarelor depinde în mare măsură de particularitățile constructive ale releelor diferențiale.

3.8.1. *Relee diferențiale cu transformatoare cu saturație rapidă tip RNT-560*

3.8.1.1. Curenții secundari nominali în ramurile protecției

Pentru fiecare din ramurile protecției diferențiale se calculează curentul secundar nominal I_{2n}

$$I_{2n} = I_n \frac{k_{sch}}{n_c}, \tag{3.47}$$

unde: I_n este curentul nominal al înfășurării transformatorului la care sînt racordate transformatoarele de curent și care se determină luînd în considerare cea mai mare din puterile nominale ale înfășurărilor transformatorului de forță.

3.8.1.2. Curentul de acționare

Curentul de acționare se stabilește funcție de cel mai mare curent secundar rezultat în ramurile protecției diferențiale conform relațiilor (3.47), ținînd cont de următoarele două condițiuni:

a) Desensibilizarea față de curentul de magnetizare de șoc la punerea sub tensiune a transformatorului:

$$I_{act} = k_{sig} I_{2n}, \tag{3.48}$$

unde:

I_{2n} este curentul secundar nominal în ramura în care, pe baza relației (3.47), se obține cea mai mare valoare;

k_{sig} — coeficient de siguranță care se adoptă de ordinul 1—1,3.

Pentru relee diferențiale de tip RNT-562 se pot alege valori mai mici ale lui k_{sig}, deoarece releul prezintă o importantă desensibilizare față de efectul curentului de șoc de magnetizare datorită înfășurării în scurtcircuit.

Astfel, numărul spirelor în scurtcircuit trebuie stabilit identic la ambele înfășurări pentru a nu modifica sensibilitatea releului. Printr-o mărire identică a numărului de spire în scurtcircuit la ambele înfășurări scade sensibilitatea releului față de componenta aperiodică a curentului de scurtcircuit, în timp ce sensibilitatea față de componenta sinusoidală rămîne neschimbată.

Totuși, prin creșterea spirelor înfășurărilor în scurtcircuit, crește și timpul de acționare al protecției diferențiale. Astfel, pentru numărul maxim de spire în scurtcircuit, timpul de acționare poate atinge valori de 0,16 — 0,2.

În cazul cînd creșterea timpului de acționare a protecției diferențiale nu este posibilă din considerente de stabilitate se va utiliza numărul minim de spire în scurtcircuit la înfășurări și se va mări la maximum coeficientul k_{sig} (3.48).

b) Desensibilizarea față de curentul de dezechilibru:

$$I_{act} = k_{sig} I_{dez\,max}, \tag{3.49}$$

unde:

$I_{dez\,max}$ este curentul de dezechilibru maxim considerat în ramura cu cel mai mare curent secundar nominal;

k_{sig} — coeficient de siguranță care se adoptă egal cu 1,3.

Curentul de dezechilibru se calculează cu relația:

$$I_{dez\,max} = I_{dez\,TC} + I'_{dez.\,supl} + I''_{dez.\,supl}, \tag{3.50}$$

în care: $I_{dez\,TC}$ este curentul de dezechilibru datorită erorii transformatoarelor de curent;

$I'_{dez.\,supl}$ — curentul de dezechilibru suplimentar provocat de imposibilitatea egalizării perfecte a curenților secundari, ca urmare a numărului discret de spire de egalizare;

$I''_{dez.\,supl}$ — curentul de dezechilibru creat de comutatorul de ploturi sub sarcină.

Curentul de dezechilibru $I_{dez.\,TC}$ se calculează cu relația (2.31), folosind valorile I_{2d} din fiecare ramură a protecției diferențiale, conform relației (2.30).

Se permite utilizarea metodelor simplificate de calcul al curentului de dezechilibru expuse în § 2.3.1. relația (2.33).

Curentul de dezechilibru suplimentar $I'_{dez.\,supl}$ se determină cu relația:

$$I'_{dez.\,supl} = I'_{2n} \frac{w_{I.\,calc} - w_I}{w_i} + I''_{2n} \frac{w_{II.\,calc} - w_{II}}{w_i}, \tag{3.51}$$

în care: I'_{2n}, I''_{2n} sînt curenții din ramurile protecției diferențiale calculați conform relației (3.47);

w_i, $w_{I.\,calc}$, $w_{II.\,calc}$, w_I, w_{II} — număr de spire stabilite în baza relațiilor (3.53, 3.54, și 3.55).

Curentul de dezechilibru suplimentar I_{dez} se determină cu relația:

$$I''_{dez.\,supl} = I'_{sc}\frac{k'_{sch}}{n'_T} - I''_{sc}\frac{k''_{sch}}{n''_T}. \tag{3.52}$$

în care: I'_{sc}, I''_{sc} sînt curenții în înfășurările transformatorului pentru scurtcircuitul exterior la care se calculează $I_{dez.\,max}$ (3.49) și în poziția comutatorului de ploturi care provoacă diferența maximă între curenți;

k'_{sch}, k''_{sch} — coeficienții de schemă care corespund conexiunilor înfășurărilor secundare ale transformatoarelor de curent pe cele două înfășurări ale transformatorului, $k_{sch} = 1{,}0$ pentru conexiune stea și $k_{sch} = \sqrt{3}$ pentru conexiune triunghi.

Curentul de lucru se alege ca valoarea cea mai mare rezultată din condițiile (3.48 și 3.49).

Întrucît relația (3.49) nu poate fi verificată în primă instanță din lipsa unor elemente ($I_{dez.\,supl}$), se începe calculul adoptînd pentru $I_{acț}$ valoarea (3.48). Întrucît ramura cu curent secundar maxim se conectează direct la înfășurarea de lucru, numărul de spire al înfășurării de lucru va fi dat de relația:

$$w_l = \frac{F_{acț}}{I_{acț}}, \tag{3.53}$$

în care: $F_{acț}$ este tensiunea magnetomotoare de acționare a releului.

Pentru w_l se alege valoarea întreagă inferioară disponibilă cea mai apropiată de numărul de spire rezultat din relația (3.53).

Pentru fiecare ramură a protecției diferențiale:

$$w_{I.\,calc} = w_l\frac{I_{2n}}{I'_{2n}}, \tag{3.54}$$

$$w_{II.\,calc} = w_l\frac{I_{2n}}{I''_{2n}}. \tag{3.55}$$

Pentru w_I, w_{II} se aleg valorile întregi inferioare disponibile cele mai apropiate de necesarul de spire rezultate din relațiile (3.54), respectiv (3.55).

Astfel, dacă ramura cu curentul cel mai mare se racordează la înfășurarea diferențială, iar celelalte ramuri la înfășurările de egalizare, rezultă că:

$$\begin{aligned} w_{dif} &= w_l, \\ w_{eg\,I} &= w_I - w_{dif}, \\ w_{eg\,II} &= w_{II} - w_{dif}. \end{aligned} \tag{3.56}$$

Cu valorile stabilite mai sus se calculează $I'_{dez.\,supl}$ conform relației (3.51) și $I_{acț}$ conform condiției 2 (3.49). Se verifică dacă această valoare este inferioară celei utilizate în relația (3.35). În caz afirmativ, calculul va continua cu verificarea sensibilității protecției, iar în caz contrar se va relua calculul adoptînd un număr de spire de lucru mai mic.

3.8.1.3. **Sensibilitatea protecției**

$$k_{sens} = \frac{w_{dif} I_{2n} + w_I I'_{2n} + w_{II} I''_{2n}}{F_{act}}, \tag{3.57}$$

unde:

I_{2n}, I'_{2n}, I''_{2o} sînt curenții secundari în ramurile protecției diferențiale pentru cazul unui scurtcircuit interior într-un regim minim real posibil.

Coeficientul k_{sens} trebuie să fie minimum 2. În cazul în care sensibilitatea nu poate fi asigurată este necesară utilizarea de relee diferențiale cu frînare.

3.8.2. *Relee diferențiale cu frînare tip DZT sau RDS*

3.8.2.1. Calculul numărului de spire ale înfășurărilor de lucru, frînare și egalizare

a) Se determină curenții secundari nominali în ramurile protecției diferențiale conform (3.47).

b) Se determină curentul de acționare fără a se lua în considerație frînarea conform relației (3.48), utilizînd $k_{sig} = 1{,}2 - 1{,}5$.

c) Se continuă calculul pentru stabilirea numărului de spire al înfășurării diferențiale și înfășurărilor de egalizare ale transformatorului cu saturație rapidă în mod analog cu § 3.8.1, utilizînd relațiile (3.53 — 3.55).

3.8.2.2. Calculul coeficientului de frînare

a) Se calculează curentul maxim de dezechilibru la scurtcircuit exterior în regim maxim real posibil. Curentul de dezechilibru se calculează pentru scurtcircuite după fiecare dintre înfășurările transformatorului.

b) Se determină curentul de frînare și de lucru al releului diferențial pentru fiecare din scurtcircuitele exterioare considerate.

Curentul de frînare:

$$I_{fr} = \frac{I_{sc}}{n_c} k_{sch}, \tag{3.58}$$

unde:

I_{sc} este curentul de scurtcircuit în înfășurarea transformatorului cea mai apropiată de locul defectului;

n_c — raportul de transformare al transformatoarelor de curent;

k_{sch} — coeficient de schemă ($\sqrt{3}$ sau 1 în funcție de schema de legare a înfășurărilor secundare ale transformatoarelor de curent).

Determinarea curenților de frînare se face conform relației:

$$\Sigma I_{fr} = I_{1\,fr} + I_{2\,fr} + \ldots$$

unde:

$I_{1\,fr}$, $I_{2\,fr}$ sînt curenții în înfășurările de frînare ale releelor.

Curentul de lucru I_l este:

$$I_l = k_{sig} \cdot I_{dez.\,max}, \tag{3.59}$$

unde: k_{sig} se adoptă egal cu 1,5.

c) Se determină coeficientul de frînare, necesar pentru fiecare din scurt-circuitele luate în considerație:

$$k_f = \frac{I_l}{\Sigma I_{fr}}. \tag{3.60}$$

Se alege cel mai mare k_f dintre coeficienții de frînare rezultați pentru diversele înfășurări ale transformatorului.

3.8.2.3. **Calculul numărului de spire ale înfășurărilor de frînare**

a) Forța magnetomotoare a înfășurării diferențiale la acționarea releului:

$$F_{act} = I_l w_{dif}, \tag{3.61}$$

unde:

I_l este curentul de lucru corespunzător coeficientului de frînare k_f ales;

w_{dif} — numărul de spire al înfășurării de lucru.

b) Pe caracteristica de frînare a releului diferențial $F_{act} = f(F_{fr})$ care exprimă dependența dintre amperspirele de frînare, se determină F_{fr} funcție de F_{act} obținut prin (3.61).

c) Pentru releele diferențiale cu trei sau mai multe înfășurări de frînare, numărul spirelor înfășurării de frînare este:

$$w_{fr} = \frac{F_{fr}}{\Sigma I_{fr}}. \tag{3.62}$$

Pentru releele cu o singură înfășurare de frînare utilizabile pentru transformatoarele cu două înfășurări, numărul spirelor de frînare este:

$$w_{fr} = \frac{F_{fr}}{I_r}. \tag{3.63}$$

În relațiile (3.62 și 3.63) ΣI_{fr} și I_{fr} corespund coeficienților de frînare k_f aleși.

Numărul de spire w_{fr} se adoptă același pentru toate înfășurările de frînare ale releului.

d) Sensibilitatea protecției.

Coeficientul de sensibilitate se determină conform relației (3.57). În această relație F_{act} este coordonata punctului de intersecție dintre caracteristica $F_{act} = f(F_{fr})$ și dreapta paralelă cu axa F_{act} care trece prin abscisa F_{fr}.

Coeficientul de sensibilitate nu trebuie să fie mai mic de 2.

3.9. **Protecția diferențială a barelor colectoare**

Calculul reglajelor protecției diferențiale a barelor colectoare trebuie să țină seama de particularitățile constructive ale releului ales.

3.9.1. *Relee diferențiale tip RN-23/24*

3.9.1.1. **Curentul de acționare**

Curentul de acționare se alege pentru defecte trifazate și în absența frînării în domeniul $(1 - 2{,}5)\,In$. Se recomandă să se aleagă pentru începutul calculului valoarea $1 \cdot In$ corespunzător unui grad de sensibilitate maximă.

3.9.1.2. **Gradul de stabilizare (panta porțiunii drepte a caracteristicii)**

Gradul de stabilizare se alege dintre treptele 0,5; 0,6; 0,7; 0,85. Se recomandă, după documentația tehnică a firmei, utilizarea în condiții normale a treptei 0,7. Treapta 0,85 se recomandă în cazul cînd curenții de scurtcircuit sînt foarte mari sau cînd la barele protejate este conectat un număr mare de elemente.

3.9.1.3. **Verificarea siguranței protecției**

Pentru verificarea nefuncționării protecției diferențiale la defecte exterioare este necesar să se determine valoarea curenților de dezechilibru în cazul unui scurtcircuit exterior (pe faza la care sensibilitatea protecției este maximă) pe circuitul cu transformatoare de curent avînd cel mai mic raport de transformare (n_c) și cel mai mic coeficient de saturație (m), în imediata apropiere a barelor colectoare.

Determinarea curenților de dezechilibru ce apar în circuitul diferențial se face ținînd seama de modul diferit în care fiecare dintre transformatoarele de curent ale elementelor racordate la bare reproduc în secundar curenții de scurtcircuit care îi străbat în cazul unui defect exterior apropiat și anume:

Cazul A

— Transformatoare de curent nesaturate pe elementele cu aport de curent de scurtcircuit.

— Transformatoare de curent nesaturate pe elementul j pe care se produce defectul.

Determinarea curentului secundar de dezechilibru în circuitul diferențial (de lucru) al protecției la scurtcircuit exterior, i_l, pentru scurtcircuit monofazat în trifazat se face cu relația:

— monofazat:

$$i_l^{(1)} = i_\Delta^{(1)} = \left(\sum_{\neq j} i_{2.1\ldots n}\right) - i_{2j} = \frac{k_{id} k_{ap} \varepsilon_i I_{sc}^{(1)}}{n_a}; \tag{3.64}$$

— trifazat:

$$i_l^{(3)} = i_\Delta^{(3)} = \frac{i_\Delta^{(1)}}{k_m^{(1)}}, \tag{3.65}$$

Se folosesc următoarele notații:

k_{id} = 1, cu excepția cazului cînd la protecția diferențială de bare sînt conectate numai două elemente echipate cu transformatoare de curent perfect identice cînd $k_{id} = 0{,}5$;

$k_{ap} = 1{,}8 - 2$ — coeficient de aperiodicitate; în general se adoptă valoarea 1,8;

$\varepsilon_i \leqslant 0{,}1(10\%)$ — eroarea maximă de transformare în limita căreia se efectuează calculul;

$i_{2.1 \cdots n}$ — curenții secundari pe elemenele $1 \ldots n$;

$I_{sc}^{(1)}$ — curentul total de scurtcircuit monofazat care tranzitează sistemul de bare la defect exterior;

$I_{n.\,TC}$ — curentul nominal al transformatorului de curent pe elementul pe care se produce scurtcircuitul;

$n_d = \dfrac{I_{n.\,PDB}}{i_{n.\,PDB}}$ — raportul de transformare nominal al protecției diferențiale de bare [$I_{n.\,PDB}$ se adoptă $(0{,}6 - 1)\, I_{nm}$, unde I_{nm} este curentul nominal maxim al transformatoarelor de curent racordate la protecția diferențială de bare — PDB];

n_{TC} — raportul de transformare al transformatorului de curent pe elementul pe care se produce scurtcircuitul;

m_c — multiplul de supracurent de calcul (coeficientul de saturație de calcul) al transformatorului de curent pe elementul pe care se produce scurtcircuitul calculat cu relația (2.14);

$k_m^{(1)} = \dfrac{1}{\sqrt{3}}$ — coeficient de mixare minim pentru scurtcircuit monofazat;

$i_{2.j}$ — curentul secundar pe elementul j pe care se produce defectul.

Determinarea curentului secundar de frînare la scurtcircuit exterior i_{fr}, pentru scurtcircuit monofazat și trifazat se face cu relațiile:

— monofazat:

$$i_{fr}^{(1)} = i_{\Sigma}^{(1)} = \left(\sum_{\neq j} i_{2.1 \ldots n}\right) + i_{2j} = \frac{2k_{ap}I_{sc}^{(1)}}{n_d} - i_{\Delta}^{(1)}; \tag{3.66}$$

— trifazat:

$$i_{fr}^{(3)} = \frac{i_{\Sigma}^{(1)}}{k_m^{(1)}}, \tag{3.67}$$

în care: $I_{sc}^{(1)}$, $k_m^{(1)}$, n_d și $i_{\Delta}^{(1)}$ au semnificațiile de la punctul precedent.

Cazul B

— Transformatoare de curent nesaturate pe elementele cu aport de curent de scurtcircuit.

— Transformatoare de curent saturate pe elementul pe care se produce scurtcircuitul.

Determinarea curentului de dezechilibru în circuitul diferențial (de lucru) al protecției la scurtcircuit exterior:

— monofazat:

$$i_l^{(1)} = i_{\Delta}^{(1)} = (\Sigma i_{2.1 \ldots n}) - i_2 = \frac{k_{ap}I_{sc}^{(1)} - m_c I_{nTc}}{n_d}, \tag{3.68}$$

$$i_l^{(3)} = i_\Delta^{(3)} = \frac{i_\Delta^{(1)}}{k_m^{(1)}}, \tag{3.69}$$

în care k_{ap}, n_d, $k_m^{(1)}$, m_c, $i_\Delta^{(1)}$ și I_{nTc} au semnificațiile de la punctul precedent (3.65).

Determinarea curentului de frînare la scurtcircuitul exterior

— monofazat:

$$i_{fr}^{(1)} = i_\Sigma^{(1)} = \Sigma i_{2.1\ldots n} + i_2 = \frac{k_{ap} I_{sc}^{(1)} + m_c I_{nTc}}{n_d}, \tag{3.70}$$

— trifazat:

$$i_{fr}^{(3)} = i_\Sigma^{(3)} = \frac{i_\Sigma^{(1)}}{k_m}, \tag{3.71}$$

în care k_{ap}, $I_{sc}^{(1)}$, I_{nTc}, k_m, n_d și m_c au semnificațiile de la punctul precedent (3.65).

În ambele situații *(A)* și *(B)* condiția de siguranță este satisfăcută dacă:

$$k_{sig} = \frac{i_{act}^{(3)}}{i_l^{(3)}} = \frac{i_{\Delta act}^{(3)}}{i_\Delta^{(3)}} \geqslant 1{,}3. \tag{3.72}$$

Curentul de acționare trifazat $i_{\Delta act}^{(3)}$ se determină din caracteristicile de funcționare ale releului diferențial corespunzător curentului de frînare calculat $i_{fr}^{(3)}$.

3.9.1.3. Verificarea sensibilității protecției

Determinarea coeficientului de sensibilitate a protecției la defecte interioare se face ținînd seama de valoarea curentului minim la scurtcircuit bifazat și de faptul că transformatoarele de curent ale elementelor racordate la bare reproduc corect în secundar curenții de scurtcircuit care îi străbat în cazul unui defect interior.

$$k_{sens} = \frac{i_\Delta^{(3)}}{i_{\Delta min.\,act}^{(3)}} \geqslant 1{,}5. \tag{3.73}$$

Curentul

$$i_\Sigma^{(3)} = i_=^{(3)} = \frac{i^{(2)}}{k_m^{(2)}} = \frac{k_{ap} I_{sc.\,min}^{(2)}}{n_d k_m^{(2)}}, \tag{3.74}$$

unde:

k_{ap} este coeficientul de aperiodicitate; pentru relația (3.74): $k_{ap} = 1$;

$I_{sc.\,min}^{(2)}$ — curent de scurtcircuit bifazat pe bare în regim minim;

$k_m^{(2)}$ — coeficient de mixare maxim pentru scurtcircuit bifazat $\sqrt{3}$;

Curentul $i_{\Delta min.\,act}^{(3)}$ se determină din caracteristicile de funcționare ale releului care sînt date de furnizor (vezi cap. 4) corespunzător curbei de acționare alese și a curentului de frînare calculat $i_{fr}^{(3)}$, egal cu $i_=^{(3)}$ ori relația (3.74).

Condiția de sensibilitate este satisfăcută dacă $k_{sens} > 1{,}5$.

3.9.2. *Relee diferențiale tip R 23*

3.9.2.1. Curentul de acționare al releului diferențial R 23

Pentru defecte trifazate și în absența frînării se stabilește în domeniul (0,8 — 2,4) I_n prin alegerea uneia dintre cele cinci trepte de reglaj ale sensibilității protecției conform tabelului 3.6.

Tabelul 3.6

Curenții de acționare ai protecției R23 pentru frînare nulă

Scurtcircuitul	Trepte de reglaj pentru sensibilitatea protecției				
	1	1,5	2	2,5	3
RO; RS; RT	1,39	2,08	2,78	3,47	4,16
SO; ST	0,695	1,04	1,39	1,735	2,08
TO	0,463	0,69	0,92	1,16	1,39
RST; TRSO	0,8	1,2	1,6	2	2,4

3.9.2.2. Gradul de stabilizare (panta caracteristicii de frînare)

Se alege în cursul calculului de verificare a nefuncționării protecției la scurtcircuite exterioare. Treapta de stabilizare (coeficientul k_v) poate fi reglată continuu în domeniul (0 — 0,4) conform fig. 3.8.

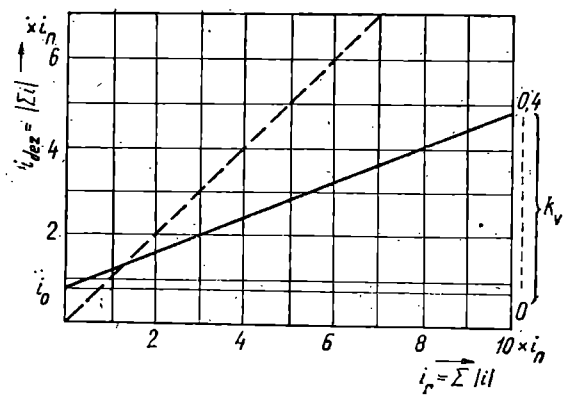


Fig. 3.8. Caracteristicile de acționare ale releului diferențial R23.

3.9.2.3. Verificarea siguranței protecției

Pentru verificarea nefuncționării protecției diferențiale la defecte exterioare este necesar să se determine prin calcul treapta de stabilizare k_v.

Aceste calcule se fac ținînd seama de valoarea curenților de dezechilibru în cazul unui scurtcircuit exterior pe circuitul cu transformatoarele de curent avînd cel mai mic raport de transformare (n_c) și cel mai mic coeficient de satu-

rație (m) — rezultatele fiind exprimate în multipli ai curentului nominal (sensibilitatea releului este dată în multiplii ai i_n pentru $k = 0$).

Determinarea curenților de dezechilibru ce apar în circuitul diferențial se face ținînd seama de modul diferit în care transformatoarele de curent ale elementelor racordate la bare reproduc în secundar curenții de scurtcircuit care îi străbat în cazul unui defect exterior apropiat și anume:

Cazul A

— transformatoare de curent nesaturate pe elementele cu aport de curent de scurtcircuit,

— transformatoare de curent nesaturate pe elementul pe care se produce defectul.

Cazul B

— transformatoare de curent nesaturate pe elementele cu aport de curent de scurtcircuit,

— transformatoare de curent saturate pe elemente pe care se produce defectul.

Pentru ambele cazuri succesiunea calculului este următoarea:

a) Determinarea multiplului curentului primar la un scurtcircuit înterior:

$$m_1 = \frac{k_{ap} I_{sc}^{(1)}}{I_{n.\,PDB}}, \tag{3.75}$$

unde:

k_{ap} — 1,8 — 2 — coeficient de aperiodicitate;

$I_{sc}^{(1)}$ — curentul total de scurtcircuit monofazat care alimentează sistemul de bare la un defect interior.

$I_{n.\,PDB}$ — curentul nominal primar al protecției determinat; se alege de regulă cea mai mare valoare a curenților nominali primari al transformatoarelor de curent conectate la protecția diferențială de bare. Se admite adoptarea unei valori mai mici dacă valoarea determinată din condiția precedentă nu permite obținerea unei sensibilități suficiente.

b) Determinarea multiplului curentului secundar de calcul în ramura cu scurtcircuit

$$m_2 = \frac{i_{sc}^{(1)}}{i_n} = \frac{k_{ap} I_{sc.\,max}^{(1)}}{n_d} \cdot \frac{1}{i_n}, \tag{3.76}$$

unde:

k_{ap} și $I_{sc.\,max}^{(1)}$ — au semnificațiile de la § 3.9.1.

$n_d = \dfrac{I_{n.\,PDB}}{i_{n.\,PDB}}$.

c) Determinarea multiplului curentului primar la un scurtcircuit exterior pe circuitul cu defect considerat

$$m_1' = \frac{k_{ap} I_{sc.\,max}^{(1)}}{I_{n.\,TC}}, \tag{3.77}$$

d) Determinarea multiplului de supracurent de calcul al transformatoarelor de curent de pe elementul cu defect:

$$m_c = m \frac{S_2 + S_n}{S_2 + S_s}, \tag{3.78}$$

unde:

$S_2 = z_2 i_n^2$ este puterea absorbită de înfășurarea secundară a transformatorului de curent, în VA;
$S_s = z_s i_n^2$ — puterea absorbită de impedanța exterioară, în VA;
$S_n = z_n i_n^2$ — puterea nominală a înfășurării secundare, în VA;
m — multiplul de supracurent (coeficientul de saturație) nominal al înfășurării secundare.

Relația (3.78) este echivalentă cu relația (2.14). Într-adevăr dacă în relația (3.78) ce explicitează S_2, S și S_n, prin simplificarea factorului comun i_2^2 se obține relația (2.14).

e) Determinarea multiplului curentului secundar real la un defect exterior barei (pe elementul considerat cu defect).

Cazul *A* $(m_1' < m_c)$

$$m_2' = (1 - 0{,}1)\, m_1' \frac{n_{Tc}}{n_d} = 0{,}9 \cdot m_1' \frac{n_{Tc}}{n_d} \tag{3.79}$$

Cazul *B* $(m_1' > m_c)$

$$m_2' = m_c \frac{n_{Tc}}{n_d}, \tag{3.80}$$

f) Determinarea multiplului curentului de dezechilibru:

$$i_{dez} = m_2 - m_2'. \tag{3.81}$$

g) Determinarea multiplului curentului de frînare:

$$i_{fr} = m_2 + m_2'. \tag{3.82}$$

h) Determinarea coeficientului de stabilizare k_v al protecției se face pornind de la treapta de reglaj aleasă la 3.9.2.1 exprimată tot în multipli ai curentului nominal (i_0);

$$k_{v.\,calc} = \frac{i_{dez} - i_0}{i_{fr}}. \tag{3.83}$$

În conformitate cu recomandările constructorului protecției, coeficientul de stabilizare k_v trebuie ales ținînd seama de un coeficient de siguranță egal cu 1,2 pentru a asigura nefuncționarea protecției la un scurtcircuit exterior.

Pentru reglaj se va alege valoarea rotunjită, rezultată din:

$$k_{v.\,reglat} = k_{sig} k_{v.\,calc}. \tag{3.84}$$

3.9.2.4. **Verificarea sensibilității protecției**

Determinarea coeficientului de sensibilitate al protecției la defecte interioare se face ținînd seama de valoarea curentului minim la scurtcircuite bifazate și de faptul că transformatorele de curent ale elementelor racordate

la bare reproduc corect în secundar curenții de scurtcircuit care îi străbat în cazul unui defect interior.

$$k_{sens} = \frac{i_{sc}^{(2)}(1 - k_{v.\,reglat})}{i_0}, \tag{3.85}$$

unde:

$i_{sc}^{(2)} = \frac{k_{ap} I_{sc.\,min}^{(2)}}{I_{n.\,PDB}}$;

$k_{ap} = 1$;

$k_{v.\,reglat}$ — gradul de stabilizare reglat conform (3.84);

i_0 — curentul corespunzător treptei reglate și scurtcircuitului pentru care sensibilitatea este minimă.

Condiția de sensibilitate este satisfăcută dacă $k_{sens} \geqslant 2$.

3.10. **Protecția de distanță**

3.10.1. *Impedanța de acționare a treptei I-a*

Impedanța de acționare a treptei I-a se calculează astfel:

$$z_{IL1} = k_1 \cdot z_{L1}, \tag{3.86}$$

unde:

z_{IL1} este impedanța de acționare a treptei I-a pentru linia L_1.

z_{L1} — impedanța de secvență directă a liniei protejate;

k_1 — coeficient de siguranță (0,8 — 0,85).

Coeficientul de siguranță k_1 asigură desensibilizarea primei trepte a protecției de distanță în raport cu protecțiile elementelor racordate la barele stației de la capătul opus al liniei și ține cont de eroarea de măsură a protecției și a transformatoarelor de curent și de tensiune.

Pentru liniile cu derivații, reglajul treptei I-a trebuie să ia în considerație și impedanța transformatoarelor de pe derivații:

$$z_I = k_1[z_{L.\,T} + (1 - \Delta n_T)^2 z_T], \tag{3.87}$$

unde:

$z_{L.\,T}$ este impedanța liniei de la locul de instalare al protecției și pînă la locul de racord al transformatorului de pe derivație;

z_T — impedanța transformatorului;

Δn_T — abaterea relativă a raportului de transformare al transformatorului datorită comutatorului de ploturi.

Pentru liniile cu derivație se alege pentru z_I valoarea minimă rezultînd din (3.86 și 3.87).

3.10.2. *Impedanța de acționare a treptei a II-a*

Impedanța de acționare a treptei a II-a se alege din următoarele condiții:

a) Condiția coordonării cu protecțiile de distanță a elementelor din aval rezultă:

$$z_{II} = k_1(z_{L1} + k_2 k_{s.\,a.} z_{IL2}), \tag{3.88}$$

unde:

z_{IL2} este treapta I-a a protecțiilor de distanță de la liniile din aval;

k_2 — coeficient de siguranță (0,7 — 0,8);

$k_{s.a.} = \frac{I_{L2}}{I_{L1}}$ — coeficient de supraalimentare. (3.89)

Se alege valoarea z_{II} minimă.

Dacă protecțiile de distanță ale liniilor următoare sînt instalate pe linii paralele echipate cu protecție diferențială transversală direcționată, la calculul treptei a II-a se poate avea în vedere desensibilizarea în raportul cu barele stației de sosire:

$$z_{II} = k_1\left(z_{L1} + \frac{z_{L2}k_{s.a.}}{2}\right), \tag{3.90}$$

cu condiția ca liniile paralele să aibă impedanțe egale.

b) Condiția desensibilizării față de un scurtcircuit după transformatoarele racordate la barele stației din capătul opus al liniei protejate:

$$z_{II} = k_1[z_{L1} + (1 - \Delta n_T)^2 k_{s.a.} z_T]. \tag{3.91}$$

c) Condiția desensibilizării față de secționările de curent ale liniilor din aval care nu au protecții de distanță.

$$z_{II} = k_1(z_{L1} + k_2 z_{sect} k_{s.a.}), \tag{3.92}$$

unde:

z_{sect} este impedanța liniei pînă la limita de acționare a secționării de curent determinată grafic sau analitic în conformitate cu (3.18), în condițiile unui scurtcircuit bifazat și a unui regim minim real posibil în care se calculează și $k_{s.a.}$.

Pentru valoarea lui z_{II} se alege valoarea minimă rezultată din condițiile (3.90, 3.91 și 3.92).

Reglajul de timp al treptei a II-a a protecției de distanță se alege superior reglajului de timp al acelor protecții din aval față de care se desensibilizează:

$$t_{II} = t_{IL2} + \Delta t, \tag{3.93}$$

unde:

t_{IL2} este timpul treptei I-a a protecției pe liniile din aval;

Δt — treapta de selectivitate care se adoptă: 0,5 s (pentru $U_n \leqslant$ $\leqslant 110$ kV) și 0,4 s (pentru $U_n \geqslant 220$ kV).

În cazul existenței pe liniile din aval a protecțiilor diferențiale transversale, timpul treptei a II-a trebuie să țină cont de timpul de acționare în cascadă a protecției diferențiale transversale.

Coeficientul de sensibilitate al treptei a II-a

$$k_{sens}^{II} = \frac{z_{II}}{z_{L1}}. \tag{3.94}$$

Coeficientul de sensibilitate trebuie să fie de ordinul de mărime 1,2 — 1,3.

În cazul utilizării unor relee cu erori mai mici se admit valori mai mici ale coeficientului de sensibilitate.

Pentru evitarea unui refuz de funcționare a protecției în treapta a II-a, în cazul unor defecte cu arc electric pe linii scurte se adoptă pentru k_{sens} valori de 1,5 — 2.

Dacă sensibilitatea treptei a II-a rezultă inferioară valorii admisibile, este necesar să alegem z_{II} din condiția desensibilizării față de treapta a II-a a liniei din aval și să corelăm reglajul de timp a treptei a II-a în raport cu noua situație, adică să-i adăugăm o treaptă de selectivitate (Δt).

3.10.3. *Impedanța de acționare a treptei a III-a*

Impedanța de acționare a treptei a III-a se alege din următoarele condiții:

a) Condiția coordonării cu protecțiile de distanță ale elementelor din aval rezultă:

$$z_{III} = k_1(z_{L1} + k_3 k_{s.a.} z_{II\,L2}), \tag{4.95}$$

unde:

$z_{II\,L2}$ este treapta a II-a a protecției de distanță de la liniile din aval;
k_3 — coeficient de siguranță (0,7 — 0,8);
$k_{s.a.}$ — coeficient de supraalimentare.

b) Condiția desensibilizării față de impedanța minimă în regim de suprasarcină.

Regimul de suprasarcină se caracterizează prin curent de suprasarcină și tensiune minimă.

$$z_{III} = \frac{U_{min}}{\sqrt{3} k_{sig} k_{rev} k_{pm} I_{s.s.}}, \tag{3.96}$$

unde:

k_{pm} este coeficientul de autopornire a motoarelor (1,5);
$I_{s.s.}$ — curentul de suprasarcină maximă.

Pentru valoarea lui z_{III} se alege valoarea minimă rezultînd din (3.95 și 3.96).

Reglajul de timp al treptei a II-a se alege din următoarele condiții:

a) Reglajul de timp al treptei a III-a a protecției de distanță calculat cu relația (3.95) se alege superior reglajului de timp al treptei a II-a a protecției de distanță din aval față de care se desensibilizează:

$$t_{III} = t_{II\,L2} + \Delta t. \tag{3.97}$$

b) Reglajul de timp al treptei a III-a a protecției de distanță calculată cu relația (3.96) se alege superior reglajului de timp al treptei a III-a a protecției de distanță din aval față de care se desensibilizează:

$$t_{III} = t_{III\,L2} + \Delta t. \tag{3.98}$$

Pentru valoarea reglajului de timp se alege valoarea cea mai mare rezultînd din (3.97 și 3.98).

Coeficientul de sensibilitate al treptei a III-a

$$k_{sens}^{III} = \frac{z_{III}}{z_{L1} + k_{s.a.} z_{L2}}. \tag{3.99}$$

Valoarea coeficientului de sensibilitate nu trebuie să fie mai mică de 1,2.

3.10.4. *Valoarea de reglaj a elementelor de demaraj*

Pentru elementele de demaraj care admit o impedanță de pornire se adoptă valoarea rezultată din relația (3.96).

Pentru elementele de demaraj de curent se utilizează ca reglaj valoarea rezultată din relația:

$$I_{act} = \frac{I_{sarc.\,max}}{n_c} \cdot \frac{k_{sig}}{k_{rev}}, \tag{3.100}$$

în care:

$I_{sarc.\,max}$ este curentul de sarcină maximă;
k_{sig} — coeficientul de siguranță egal cu 1,1 — 1,2;
k_{rev} — coeficientul de revenire al releului.

3.10.5. *Calculul valorilor impedanțelor secundare de reglaj*

Valorile impedanțelor secundare de reglaj se calculează cu relația:

$$z_{js} = 2z_j \frac{n_c}{n_T} \left[\Omega/\text{buclă},\right] \tag{3.101}$$

sau

$$z_{js} = z_j \frac{n_c}{n_T} \left[\Omega/\text{fază}\right]$$

în care:

n_c este raportul de transformare al transformatoarelor de curent;
n_T — raportul de transformare al transformatoarelor de tensiune;
z_j — impedanța primară a treptei j exprimată în Ω/fază.

Modelarea impedanțelor secundare la releele de distanță depinde de tipul constructiv al releelor de distanță. În cele ce urmează se vor prezenta modalitățile de reglare ale unora din cele mai uzuale tipuri de relee de distanță aflate în exploatare.

3.10.5.1. **Releul de distanță RD 110**

Releul de distanță RD 110 pune la dispoziție trei trepte de reglaj pentru impedanțele de reglaj, dintre care prima treaptă poate fi prelungită. Modelarea rezistențelor se face în trepte discrete, fiecare din cele patru rezistențe

r_1, r_k, r_2 și r_3 fiind compuse dintr-o serie de rezistențe ce pot fi introduse în componența lor prin scoaterea ecliselor care le șuntează.

Valorile rezistențelor care compun r_1, r_k, r_2 și r_3 sînt date în tabelele 3.7 și 3.8.

Tabelul 3.7

Valorile rezistențelor care intră în alcătuirea rezistențelor r_1, r_k, r_2 și r_3 pentru releul de distanță RD 110 (varianta $I_n = 5$ A)

r_1	r_k	r_2	r_3
0,025	—	—	
0,05	0,05	0,05	—
0,1	0,1	0,1	0,1
0,2	0,2	0,2	0,2
0,4	0,4	0,4	0,4
0,8	0,8	0,8	0,8
1,6	1,6	1,6	1,6
3,2	3,2	3,2	3,2
6,4	—	6,4	6,4
—	—	—	12,8

Tabelul 3.8

Valorile rezistențelor care intră în alcătuirea rezistențelor r_1, r_k, r_2, r_3 pentru releul de distanță RD 110 (varianta $I_n = 1$ A)

r_1	r_k	r_2	r_3
0,125	—	—	—
0,25	0,25	0,25	—
0,5	0,5	0,5	0,5
1,0	1,0	1,0	1,0
2,0	2,0	2,0	2,0
4,0	4,0	4,0	4,0
8,0	8,0	8,0	8,0
16,0	16,0	16,0	16,0
32,0	—	32,0	32,0
—	—	—	64,0

Relațiile de calcul ale rezistențelor r_1, r_k, r_2 și r_3 sînt următoarele:

$$
\begin{aligned}
z_{Is} &= (C_3 + r_1)C_1C_2 \quad \Omega/\text{buclă},\\
z_{ks} &= (C_3 + r_1 + r_k)C_1C_2 \quad \Omega/\text{buclă},\\
z_{IIs} &= (C_3 + r_1 + r_2)C_1C_2 \quad \Omega/\text{buclă},\\
z_{IIIs} &= (C_3 + r_1 + r_2 + r_3)C_1C_2 \quad \Omega/\text{buclă},
\end{aligned}
\tag{3.102}
$$

unde:

C_1 este factorul de sensibilizare al releului;
C_2 — factorul de corecție al releului;
C_3 — impedanța de bază (minimă) a releului.;
z_{js} — impedanțe secundare calculate cu relația (3.101).

Factorul de sensibilizare C_1 are două valorii (1 și 0,5) și permite modificarea gamei de reglaj a releului practic de la simplu la dublu.

Factorul de corecție C_2 ține cont de diferența dintre unghiul intern al liniei protejate și valoarea compundajului stabilit la releu. Pentru stabilirea valorii exacte a lui C_2 se utilizează fie tabelul 3.9, fie diagramele din fig.3.9 care oferă și valoarea rezervei de arc (R_A).

Tabelul 3.9

Valorile reale ale coeficientului C_2 funcție de compundajul stabilit la releul RD 110 și unghiul intern al liniei protejate

Compundaj 60°			Compundaj 70°			Compundaj 80°		
L	C_2	R_A, %	L	C_2	R_A, %	L	C_2	R_A, %
50°	1,306	3,5	60°	1,150	14,0	70°	1,059	18,5
51°	1,284	9,0	61°	1,136	18,5	71°	1,050	22,5
52°	1,262	14,0	62°	1,122	22,5	72°	1,041	26,5
53°	1,240	19,5	63°	1,108	27,0	73°	1,032	30,5
54°	1,218	25,0	64°	1,095	31,5	74°	1,023	34,5
55°	1,197	30,5	65°	1,081	36,0	75°	1,014	38,5
56°	1,174	36,0	66°	1,068	40,5	76°	1,005	42,5
57°	1,153	42,0	67°	1,053	45,0	77°	0,997	47,0
58°	1,121	48,0	68°	1,040	50,0	78°	0,988	51,0
59°	1,110	54,0	69°	1,025	55,0	79°	0,980	55,5
60°	1,090	60,0	79°	1,016	60,0	80°	0,971	60,0
61°	1,066	66,5	71°	0,998	65,0	81°	0,963	64,0
62°	1,044	73,0	72°	0,985	70,0	82°	0,955	68,5
63°	1,022	80,0	73°	0,971	75,5	83°	0,946	73,0
64°	1,000	87,0	74°	0,957	81,0	84°	0,938	78,5
65°	0,978	94,0	75°	0,944	86,5	85°	0,929	81,5
66°	0,956	101,5	76°	0,930	92,0	86°	0,921	86,0
67°	0,934	109,0	77°	0,917	97,5	87°	0,913	90,0
68°	0,913	117,0	78°	0,903	103,5	88°	0,904	95,0
69°	0,891	125,0	79°	0,889	109,0	89°	0,896	99,0
70°	0,868	133,5	80°	0,876	115,0	90°	0,888	103,5

Factorul C_3 reprezintă valoarea minimă a impedanței secundare sub care nu se poate regla treapta I-a a releului. Această valoare depinde de curentul nominal al releului și este $C_3 = 0{,}2\ \Omega$ pentru $I_n = 5$ A și $C_3 = 1$ pentru $I_n = 1$ A.

Factorul de corecție al impedanței pământului se calculează cu relația:

$$q = \frac{z_e}{z_L} = \frac{z_0}{3z_L} - \frac{1}{3}, \qquad (3.103)$$

în care:

- z_0 este impedanța de secvență homopolară a liniei;
- z_L — impedanța de secvență directă a liniei, în Ω/fază;
- z_e — impedanța pământului, în Ω/fază.

Factorul de corecție în procente se poate stabili cu ajutorul prizelor unui autotransformator în domeniul 45%—155% cu trepte din 5% în 5%.

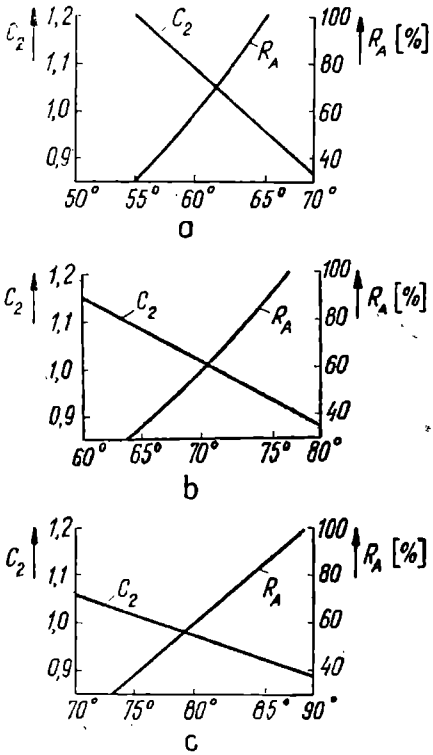


Fig. 3.9. Diagramele factorului de corecție C_2 și a rezervei de arc funcție de compundajul stabilit la releul D110 și unghiul intern al liniei protejate:
a — compundaj 60°; *b* — compundaj 70°; *c* — compundaj 80°.

3.10.5.2. Releul de distanță R1Z24

Releul de distanță R1Z24 pune la dispoziție trei trepte de reglaj pentru impedanțele de reglaj, dintre care prima treaptă poate fi prelungită. Modelarea rezistențelor se face în trepte directe, fiecare dintre cele patru rezistențe r_1, r_k, r_2 și r_3 fiind compuse dintr-o serie de rezistențe care pot fi introduse în componența lor prin scoaterea ecliselor care le șuntează.

Valorile rezistențelor care compun la rîndul lor rezistențele r_1, r_k, r_2 și r_3 sînt date în tabelul 3.10.

Tabelul 3.10

Valorile rezistențelor care intră în alcătuirea rezistențelor r_1, r_k, r_2 și r_3 pentru releul de distanță R1Z24

r_1	r_k	r_2	r_3
0,1	—	0,1	—
0,2	—	0,2	0,2
0,4	0,4	0,4	0,4
0,8	0,8	0,8	0,8
1,6	1,6	1,6	1,6
3,2	3,2	3,2	3,2

Relațiile de calcul ale rezistențelor r_1, r_k, r_2 și r_3 sînt următoarele:

$$K \cdot Z_{IS} = (1 + r_1)\, C_1 C_3 \quad \Omega/\text{buclă},$$
$$K \cdot Z_{ks} = (1 + r_k + r_1)\, C_1 C_3 \quad \Omega/\text{buclă};$$
$$K \cdot Z_{IIS} = (1 + r_1 + r_2)\, C_1 C_3 \quad \Omega/\text{buclă}, \qquad (3.104)$$
$$K \cdot Z_{IIIS} = (1 + r_1 + r_2 + r_3)\, C_1 C_3 \quad \Omega/\text{buclă},$$

unde:

Z_s sînt impedanțe secundare calculate cu relația (3.101);
C_1 este factorul de sensibilizare pe partea de tensiune a relenlui;
C_3 — factorul de sensibilizare pe partea de curent a releului;
K — coeficient de deplasare a caracteristicii circulare ($K = 1{,}05$).

Factorul de sensibilizare pe partea de tensiune a releului, C_1, poate lua următoarele valori ce se aleg printr-o poziție corespunzătoare a eclisei: 0,1 — — 0,2 — 0,5 — 1 — 2.

Factorul de sensibilizare pe partea de curent a releului C_1 depinde de valoarea rezistenței șuntului și de curentul nominal al releului, conform tabelului 3.11.

Tabelul 3.11

Valorile coeficientului C_3 pentru releul de distanță R1Z24

$I_n = 5$ A		$I_n = 1$ A	
șunt (mΩ)	C_3	șunt (mΩ)	C_3
50	1	252	5
100	2	512	10
200	4	1050	20

Gama valorilor pentru rezistențele de reglaj ale releului de distanță R1Z24 sînt prezentate în tabelele 3.12 și 3.13, funcție de curentul nominal al releului și factorii C_1 și C_3.

Factorul de corecție al impedanței pămîntului se stabilește cu relația (3.103).

3.10.5.3. Releul de distanță R1Z23

Releul de distanță R1Z23 pune la dispoziție patru trepte de reglaj care pot fi folosite în foarte multe variante, funcție de sensul de acționare al protecției, așa cum se va arăta mai jos. Modelarea rezistențelor se face în trepte discrete, fiecare dintre cele patru rezistențe r_1, r_2, r_3 și r_4 fiind compuse dintr-o serie de rezistențe care pot fi introduse în alcătuirea lor prin scoaterea eclișelor care le șuntează.

Tabelul 3.12

Valorile rezistențelor de reglaj ale releului de distanță R1Z24 pentru $I_n = 5A$

	C_1	Domeniul treptei I r_1	Δr	Domeniul treptei II—I r_2	Δr	Domeniul treptei III—II r_3	Δr	Domeniul de prelungire treapta I r_k	Δr
$I_n = 5$ A	0,1	0,05 — 0,365	0,005	0,005 — 0,315	0,005	0,01 — 0,31	0,1	0,02 — 0,3	0,02
șunt 50 mΩ	0,2	0,1 — 0,73	0,01	0,01 — 0,63	0,01	0,02 — 0,62	0,02	0,04 — 0,6	0,04
$C_3 = 1$	0,5	0,25 — 1,825	0,025	0,025 — 1,575	0,025	0,05 — 1,55	0,05	0,1 — 1,5	0,1
	1	0,5 — 3,65	0,05	0,05 — 3,15	0,05	0,1 — 3,1	0,1	0,2 — 3	0,2
	2	1,0 — 7,3	0,1	0,1 — 6,3	0,1	0,2 — 6,2	0,2	0,4 — 6	0,4
	5	2,5 — 18,25	0,25	0,25 — 15,75	0,25	0,5 — 15,5	0,5	1 — 15	1
	10	5,0 — 36,5	0,5	0,5 — 31,5	0,5	1 — 31	1	2 — 30	2
$I_n = 5$ A	0,1	0,1 — 0,73	0,01	0,01 — 0,63	0,01	0,02 — 0,62	0,02	0,04 — 0,6	0,04
șunt 100 mΩ	0,2	0,2 — 1,46	0,02	0,02 — 1,26	0,02	0,04 — 1,24	0,04	0,08 — 1,2	0,08
$C_3 = 2$	0,5	0,5 — 3,65	0,05	0,05 — 3,15	0,05	0,1 — 3,1	0,1	0,2 — 3,0	0,2
	1	1 — 7,3	0,1	0,1 — 6,3	0,1	0,2 — 6,2	0,2	0,4 — 6,0	0,4
	2	2 — 14,6	0,2	0,2 — 12,6	0,2	0,4 — 12,4	0,4	0,8 — 12	0,8
	5	5 — 36,5	0,5	0,5 — 31,5	0,5	1 — 31	1	2 — 30	2
	10	10 — 73	1,0	1 — 63	1,0	2 — 62	2	4 — 60	4
$I_n = 5$ A	0,1	0,2 — 1,46	0,02	0,02 — 1,26	0,02	2,04 — 1,24	0,04	0,08 — 1,2	0,08
șunt 200 mΩ	0,2	0,4 — 2,92	0,04	0,04 — 2,52	0,04	0,08 — 2,48	0,08	0,16 — 2,4	0,16
$C_3 = 4$	0,5	1,0 — 7,3	0,1	0,1 — 6,3	0,1	0,2 — 6,2	0,2	0,4 — 6	0,4
	1	2 — 14,6	0,2	0,2 — 12,6	0,2	0,4 — 12,4	0,4	0,8 — 12	0,8
	2	4 — 29,2	0,4	0,4 — 25,2	0,4	0,8 — 24,8	0,8	1,6 — 24	1,6
	5	10 — 73	1,0	1 — 63	1,0	2 — 62	2	4 — 60	4
	10	20 — 146	2,0	2 — 126	2,0	4 — 124	4	8 — 120	8

Valorile rezistențelor de reglaj ale releului de distanță R1Z24 pentru $In = 1$ A

	C_1	Domeniul treptei I r_1	Δr	Domeniul treptei II—I r_2	Δr	Domeniul treptei III—II r_3	Δr	Domeniul de prelungire treapta I r_k	Δr
$I_n = 1$ A	0,1	0,25 — 1,825	0,025	0,025 — 1,575	0,025	0,05 — 1,55	0,05	0,01 — 1,5	0,1
șunt	0,2	0,5 — 3,65	0,05	0,05 — 3,15	0,05	0,1 — 3,1	0,1	0,2 — 3,0	0,2
252 mΩ	0,5	1,25 — 9,125	0,125	0,125 — 7,875	0,125	0,25 — 7,75	0,25	0,5 — 7,5	0,5
$C_3 = 5$	1	2,5 — 18,25	0,25	0,25 — 15,25	0,25	0,5 — 15,5	0,5	1 — 15	1
	2	5 — 36,5	0,5	0,5 — 31,5	0,5	1 — 31	1	2 — 30	2
	5	12,5 — 91,25	1,25	1,25 — 78,75	1,25	2,5 — 77,5	2,5	5 — 75	5
	10	25 — 182,5	2,5	2,5 — 157,5	2,5	5 — 155	5	10 — 150	10
$I_n = 1$ A	0,1	0,5 — 3,65	0,05	0,05 — 3,15	0,05	0,1 — 3,1	0,1	0,2 — 3,0	0,2
șunt	0,2	1 — 7,3	0,1	0,1 — 6,3	0,1	0,2 — 6,2	0,2	0,4 — 6,0	0,4
512 mΩ	0,5	2,5 — 18,25	0,25	0,25 — 15,75	0,25	0,5 — 15,5	0,5	1 — 15	1
$C_3 = 10$	1	5 — 13,5	0,5	0,5 — 31,5	0,5	1 — 31	1	2 — 30	2
	2	10 — 73	1	1 — 63	1	2 — 62	2	4 — 60	4
	5	25 — 182,5	2,5	2,5 — 15,75	2,5	5 — 155	5	10 — 150	10
	10	50 — 365	5	5 — 315	5	10 — 310	10	20 — 300	20
	0,1	1 — 7,3	0,1	0,1 — 6,3	0,1	0,2 — 6,2	0,2	4,0 — 6	0,4
$I_n = 1$ A	0,2	2 — 14,6	0,2	0,2 — 12,6	0,2	0,4 — 12,4	0,4	0,8 — 12	0,8
șunt	0,5	5 — 36,5	0,5	0,5 — 31,5	0,5	1 — 31	1	2 — 30	2
1050 mΩ	1	10 — 73	1	1 — 63	1	2 — 62	2	4 — 60	4
$C_3 = 20$	2	20 — 146	2	2 — 126	2	4 — 124	4	8 — 120	8
	5	50 — 365	5	5 — 315	5	10 — 310	10	20 — 300	20
	10	100 — 730	10	10 — 630	10	20 — 620	20	40 — 600	40

Valorile rezistențelor care compun la rîndul lor rezistențele r_1, r_2, r_3 și r_4 sînt date în tabelul 3.14.

Tabelul 3.14

Valorile rezistențelor ce intră în alcătnirea rezistențelor r_1, r_2, r_3 și r_4 pentru releul de distanță R1Z23

r_1	r_3	r_4	r_4
0,1	0,1	0,1	—
0,2	0,2	0,2	0,2
0,4	0,4	0,4	0,4
0,8	0,8	0,8	0,8
1,6	1,6	1,6	1,6
3,2	3,2	3,2	3,2

Relațiile de calcul ale rezistențelor r_1, r_2, r_3 și r_4 au aceleași structuri cu relațiile (3.104), cu observația că după felul în care se realizează curbele caracteristice se folosește C_1 (culoarea verde) sau C_1' (culoarea roșie). Dacă unul din factorii C_1 sau C_1' nu se utilizează, se anulează prin lăsarea neracordată a eclisei (C_1) sau a firului roșu (C_1'). Valorile factorului de sensibilizare pe partea de tensiune a releului $C_1(C_1')$ sînt: 0,1 — 0,2 — 0,5 — 1 — 2 — 5 — 10.

Factorul de sensibilizare pe partea de curent a releului C_3 depinde de valoarea rezistenței șuntului și de curentul nominal al releului. Valorile sînt identice cu cele prezentate în tabelul 3.11.

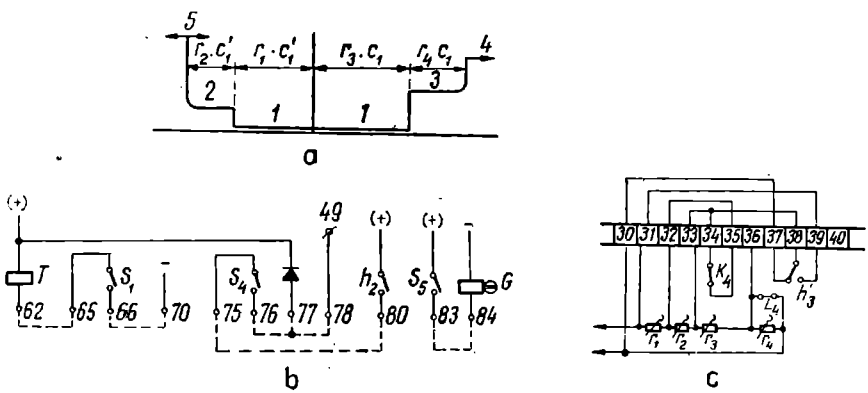


Fig. 3.10. Curbe caracteristice cu trei trepte în ambele direcții realizate cu releul R1Z23a:

a — caracteristici în trepte; *b* — conexiuni la regleta interioară; *c*—conexiuni la bornele exterioare.

În exemplul prezentat în fig.3.10 se indică modul de utilizare a rezistențelor r_1, r_2, r_3 și r_4 și alegerea coeficienților C_1 și C_1' pentru realizarea unei caracteristici cu trei trepte în ambele direcții și reglaje independente.

Factorul de corecție al impedanței pămîntului se stabilește cu relația (3.103).

3.10.5.4. **Releul de distanță R3Z24**

Releul de distanță R3Z24 pune la dispoziție trei trepte de reglaj ale impedanțelor, dintre care prima poate fi prelungită. Modelarea rezistențelor se face în trepte discrete, fiecare dintre cele patru rezistențe r_1, r_2, r_3 și r_4 fiind compuse dintr-o serie de rezistențe care pot fi introduse în alcătuirea lor prin scoaterea ecliselor care le șuntează.

Valorile rezistențelor care compun la rîndul lor rezistențele r_1, r_2, r_3 și r_4 sînt date în tabelul 3.15.

Tabelul 3.15

Valorile rezistențelor care intră în alcătuirea rezistențelor r_1, r_2 r_3 și r_k pentru releul de distanță R3Z24

r_1	r_2	r_3	r_k
0,1	0,1	—	—
0,2	0,2	0,2	
0,4	0,4	0,4	0,4
0,8	0,8	0,8	0,8
1,6	1,6	1,6	1,6
3,2	3,2	3,2	3,2
6,4	—	—	—

Relațiile de calcul ale rezistențelor r_1, r_k, r_2 și r_3 sînt relațiile (3.104) cu mențiunea că:

$K = 1{,}05$ — pentru caracteristica circulară deplasată pe axa R;

$K = 2{,}1$ — pentru caracteristica circulară deplasată atît pe axa R cît și pe axa X.

Factorul de sensibilizare pe partea de tensiune a releului C_1 poate lua următoarele valori ce se aleg printr-o poziție corespunzătoare a eclisei: 0,1 — — 0,2 — 0,5 — 1 — 2 — 5 — 10.

Factorul de sensibilizare pe partea de curent a releului C_3 depinde de valoarea rezistenței șuntului și de curentul nominal al releului conform tabelului 3.16.

Tabelul 3.16

Valorile coeficientului C_3 pentu releul de distanță R3Z24

Curentul nominal	Rezistență șunt	C_3
1 A	1050 mΩ	20
	512 mΩ	10
5 A	200 mΩ	4
	100 mΩ	2

Gama valorilor pentru rezistențele de reglaj ale releului de distanță R3Z24 sînt prezentate în tabelele 3.17 și 3.18, funcție de curentul nominal al releului și factorii C_1 și C_3.

Factorul de corecție al impedanței pămîntului se stabilește cu relația (3.103).

Tabelul 3.17

Valorile rezistențelor de reglaj ale releului de distanță R3Z24 pentru $I_n = 1$ A, șunt 512 mΩ și $K = 2,1$

C_1	r_1	Δr	r_2	Δr	r_3	Δr	$r_1 + r_k$	Δr
0,1	0,25 — 3,425	0,025	0,025 — 1,575	0,025	0,05 — 1,55	0,05	0,25 — 4,925	0,1
0,2	0,5 — 6,85	0,05	0,05 — 3,15	0,05	0,1 — 3,1	0,1	0,5 — 0,85	0,2
0,5	1,25 — 17,125	0,125	0,125 — 7,875	0,125	0,25 — 7,75	0,25	1,25 — 24,625	0,5
1,0	2,5 — 34,15	0,25	0,25 — 15,75	0,25	0,5 — 15,5	0,5	2,5 — 49,25	1
2,0	5 — 68,5	0,5	0,5 — 31,5	0,5	1 — 31	1	5 — 98,5	2
5,0	12,5 — 171,25	1,25	1,25 — 78,75	1,25	2,5 — 77,5	2,5	12,5 — 246,25	5
10,0	25 — 342,5	2,5	2,5 — 157,5	2,5	5 — 155	5	25 — 492,5	10

Observații.

1. Pentru șunt 512 mΩ și $K = 1,05$ cît și pentru șunt 1050 mΩ și $K = (2,1)$ valorile din tabel se dublează.
2. Pentru șunt 1050 mΩ și $K = 1,05$ valorile din tabel sînt de 4 ori mai mari.

Tabelul 3.18

Valorile rezistențelor de reglaj ale releului de distanță R3Z24 pentru $I_n = 5$ A, șunt 100 mΩ și $K = 2,1$

C_1	r_1	Δr	r_2	Δr	r_3	Δr	$r_1 + r_k$	Δr
0,1	0,05 — 0,685	0,005	0,005 — 0,315	0,005	0 01 — 0,31	0 01	0,05 — 0,985	0,02
0,2	0,1 — 1,37	0,1	0,01 — 0,63	0,01	0,02 — 0,62	0,02	0,1 — 1,97	0,04
0,5	0,25 — 3,425	0,025	0,025 — 1,575	0,025	0,05 — 1,55	0,05	0,25 — 4,925	0,1
1	0,5 — 6,85	0,05	0,05 — 3,15	0,05	0,1 — 3,1	0,1	0,5 — 0,8	50,2
2	1,0 — 13,7	0,1	0,1 — 6,3	0,1	0,2 — 6,2	0,2	1 — 19,7	0,4
5	2,5 — 34,25	0,25	0,25 — 15,75	0,25	0,5 — 15,5	0,5	2,5 — 49,25	1
10	5,0 — 68,5	0,5	0,5 — 31,5	0,5	1 — 31	1,0	5 — 98,5	2

Observații

1. Pentru șunt 100 mΩ și $K = 1,05$ cît și pentru șunt 200 mΩ și $K = 2,1$ valorile din tabel se dublează.
2. Pentru șunt 200 mΩ și $K = 1,05$ valorile din tabel cresc de patru ori.

3.10.5.5. **Releul de distanță D.113 (D.114)**

Elementele de demaraj din cadrul releului se reglează funcție de impedanța z_{dem} calculată cu relația (3.96). Valoarea secundară a impedanței de demaraj va fi:

$$z_{dem} = \frac{U_{min} n_c}{\sqrt{3}\, k_{sig} k_{rev} k_{pm} I_{ss} n_T} \ [\Omega/\text{fază}], \tag{3.105}$$

unde:

k_{sig} este coeficientul de siguranță;
k_{rev} — coeficientul de revenire (0,85);
k_{pm} — coeficientul de autopornire al motoarelor (1,5);
n_c — raportul de transformare al transformatoarelor de curent;
n_T — raportul de transformare al transformatoarelor de tensiune;
I_{ss} — curentul de suprasarcină maximă.

La releele de distanță D. 113 (D. 114) impedanța de demaraj este

$$z_{dem} = r + k,$$

unde:

r este raza caracteristicii circulare de demaraj;
k — deplasarea (excentricitatea) caracteristicii circulare de demaraj.

Pentru alegerea valorilor k și r se recomandă să se respecte relațiile:

$$E = \frac{k}{r} \leqslant 0{,}6, \tag{3.106}$$

$$r + k = z_{dem}.$$

Se va ține cont că acționarea elementelor de demaraj se produce la valori duble față de valorile impedanțelor k și r stabilite la potențiometrele R_1, R_2, motiv pentru care practic elementele de demaraj vor fi reglate la jumătate din valorile de calcul. În aceste condițiuni demarajul real va avea loc pentru z_{dem} preconizat.

Pentru fixarea reglajelor propriu-zise ale treptelor I, II, III, este necesar să se calculeze tensiunile corespunzătoare treptelor respective cu relația:

$$V_j = \frac{RK}{\rho Z_{js}} 100, \tag{3.107}$$

în care: R este coeficientul care exprimă relația de corelare cu regimul prelungirii treptei a I-a, după care urmează:

a) poziția $\boxed{1R}$ fără prelungirea treptei I-a înainte de RAR. Pentru acest caz: $R = 1$.

b) poziția $\boxed{1{,}5/1\,R}$: prelungirea treptei I-a înainte de RAR cu 135% (punte 25—28) sau 150% (punte 25—26). Pentru acest caz $R = 1$.

c) poziția $\boxed{1{,}5\,R}$: extinderea domeniului de măsură cu 50% în toate treptele. Pentru acest caz $R = 1{,}5$.

K — domeniul de sensibilitate al releului care constituie o caracteristică a releului (avînd două trepte);

ρ — factor de corecție ce ține seamă de unghiul de scurtcircuit al LEA și de deplasarea centrului caracteristicii circulare de măsură;

z_{js} — impedanța secundară de calcul a treptei j, în Ω/fază (3.101);

V_j — tensiunea de reglaj a treptei j, exprimată în procente (%).

Deplasarea centrului caracteristicii circulare de măsură se alege în funcție de unghiul de scurtcircuit al LEA, conform tabelului 3.19.

Tabelul 3.19

Deplasarea centrului caracteristicii circulare de măsură recomandată pentru diverse tipuri de LEA funcție de unghiul de scurtcircuit

φ_{sc}	LEA scurte și normale				LEA lungi			
	55°—63°	63°—68°	68°—74°	74°—80°	68°—73°	73°—79°	79°—85°	85°—90°
%	80	70	60	50	50	40	30	20

Valorile factorului de corecție ρ se dau în tabelul 3.20, funcție de unghiul de scurtcircuit și deplasarea caracteristicii circulare de măsură.

Tabelul 3.20

Factorul de corecție ρ la releul de distanță D. 113 (D. 114)

φ_{sc}	LEA scurte și normale (ε)				LEA lungi (ε)			
	80%	70%	60%	50%	50%	40%	30%	20%
50°	0,77	—	—	—	—	—	—	—
52°	0,79	—	—	—	—	—	—	—
54°	0,82	—	—	—	—	—	—	2
56°	0,84	—	—	—	—	—	—	—
58°	0,86	—	—	—	—	—	—	—
60°	0,89	0,87	—	—	—	—	—	—
62°	0,92	0,90	—	—	—	—	—	—
64°	0,96	0,92	0,90	—	—	—	—	—
66°	0,99	0,95	0,93	0,90	—	—	—	—
68°	1,03	0,98	0,95	0,92	0,92	—	—	—
70°	1,07	1,01	0,98	0,94	0,94	—	—	—
72°	1,12	1,04	1,00	0,96	0,96	0,94	—	—
74°	1,16	1,07	1,03	0,98	0,98	0,96	—	—
76°	1,22	1,10	1,05	1,00	1,00	0,97	—	—
78°	—	1,14	1,07	1,02	1,02	0,99	0,92	—
80°	—	1,18	1,10	1,04	1,03	1,01	0,95	—
82°	—	—	—	—	—	1,025	0,975	—
84°	—	—	—	—	—	1,04	1,00	0,98
86°	—	—	—	—	—	1,06	1,02	1,00
88°	—	—	—	—	—	—	1,03	1,015
90°	—	—	—	—	—	—	1,04	1,02

După ce s-au calculat cele trei valori: V_1, V_2 și V_3 în %, există posibilitatea apropierii valorilor alese de cele rezultate din calcule, prin adăugarea la toate valorile alese V_1, V_2 și V_3 a unei valori fixe de 0,5% prin fișa V[1].

Factorul de corecție al impedanței pămîntului (n) se stabilește cu relația (3.103).

3.10.5.6. **Releul de distanță PD-2 (PD-3)**

Elementele de demaraj din cadrul releului se reglează funcție de impedanța $Z_{dem.}$ calculată cu relația (3.105).

Raportul dintre excentricitate și raza caracteristicii circulare de demaraj se calculează ținînd cont de relațiile (3.108):

$$r + \delta = z_{dem} \quad [\Omega/\text{fază}],$$
$$\frac{\delta}{r} = \varepsilon, \tag{3.108}$$

unde:

ε este raportul excentricitate — rază care poate fi ales 0,5 sau 0,7. De menționat că ε poate avea și valoarea 0 pentru caracteristica nedeplasată.

Panta diametrului Ψ care trece prin originea axelor de coordonate se reglează pentru fiecare releu de demaraj cu ajutorul ecliselor și poate avea valorile 60°, 75° și 90°. Adoptarea valorilor mari pentru Ψ se recomandă pentru liniile puternic încărcate.

Reglajul treptelor de lucru la releul de distanță PD-2(PD-3) se efectuează cu ajutorul prizelor „*n*" de pe puntea frontală a releului pe baza următoarei relații:

$$n_j = \frac{10}{z_j}; \quad n'_j = \frac{10}{Z'_j}, \tag{3.109}$$

unde: Z_j este impedanța de reglaj a treptei j în direcția spre linie, iar Z'_j impedanța de reglaj a treptei j în direcția spre bare.

Pentru prizele n_{I}, n_{II}, n_{III}, n'_{II}, n'_{III} stau la dispoziție un registru de unități și un registru de zeci:

0 — 1 — 1,33 — 1,67 — 2 — 2,5 — 3 — 4 — 5 — 6 — 7 — 8 — 9

0 — 10 — 20 — 30 — 40 — 50 — 60 — 70 — 80 — 90

Factorul de conectare al impedanței pămîntului se stabilește cu relația (3.103).

3.11. Protecția homopolară împotriva scurtcircuitelor monofazate în rețele cu neutrul legat direct la pămînt

3.11.1. *Protecția homopolară direcționată sau nedirecționată de curent*

3.11.1.1. Considerații generale la alegerea regimului de calcul

a) Pentru asigurarea coordonării reglajelor și sensibilităților diverselor protecții homopolare contra scurtcircuitelor monofazate este necesar ca, pe cît posibil, regimul de tratare al neutrului să fie cît mai stabil în sensul păstrării numărului și poziției punctelor neutre legate la pămînt în sistem.

b) La alegerea reglajelor releelor numai din condiția desensibilizării față de curentul de scurtcircuit în diferite puncte ale rețelei sau din condiția coordonării sensibilității protecțiilor, curenții de scurtcircuit de secvență homopolară maximi se calculează pentru acel defect cu pămîntul (monofazat sau bifazat cu pămîntul), la care valoarea lor rezultă cea mai mare. În cazul în care impedanțele rezultante de secvență directă și inversă sînt egale ($Z_{1\Sigma} = Z_{2\Sigma}$), raportul curenților $I_0^{(1,1)}$ și $I_0^{(1)}$ în unul și același punct de defect este:

$$\frac{I_0^{(1,1)}}{I_0^{(1)}} = \frac{2Z_{1\Sigma} + Z_{0\Sigma}}{Z_{1\Sigma} + 2Z_{0\Sigma}}. \tag{3.110}$$

Rezultă că dacă $Z_{0\Sigma} < Z_{1\Sigma}$, atunci $I_0^{(1,1)} > I_0^{(1)}$.

c) La alegerea regimurilor de calcul ale rețelei trebuie avut în vedere că valoarea curentului homopolar pe linii la defecte interioare crește:

— la creșterea curentului de scurtcircuit la locul defectului, ca urmare a micșorării impedanțelor de secvență directă și inversă rezultante;

— la micșorarea raportului dintre impedanța de secvență inversă echivalentă spre capătul liniei unde este instalată protecția și impedanța similară spre celălalt capăt al liniei.

3.11.1.2. Secționarea homopolară de curent (treapta I)

Curentul de acționare al protecției:

$$I_{act} = k_{sig} \cdot 3I_{h.\,calc}, \tag{3.111}$$

unde:

$I_{h.\,calc}$ este curentul homopolar de calcul pe linie față de care se face desensibilizarea protecției;

k_{sig} = 1,2 — 1,3 — coeficient de siguranță.

— *Curentul homopolar de calcul* $I_{h.\,calc}$ în cazul secționării homopolare direcționate reprezintă curentul homopolar maxim posibil în direcția de la bare spre linia protejată, în cazul unui scurtcircuit monofazat în punctul rețelei în raport cu care se face desensibilizarea protecției:

a) Pentru linii radiale sau interconectate — la scurtcircuit în capătul opus al liniei. Existența derivațiilor cu transformatoare Y, d; Y, Y; YN, d se iau în considerație numai la alegerea regimului de calcul.

b) Pentru blocurile linie-transformator (autotransformator) cu neutrul legat direct la pămînt — la scurtcircuit pe barele transformatoarelor (autotransformatoarelor).

c) Pentru linii cu derivații avînd transformatoare YN, YN sau autotransformatoare cu neutrul legat la pămînt — la scurtcircuit atît la capătul opus al liniei cît și pe barele de după transformatoare (autotransformatoare). Reglajul se alege în funcție de cel mai mare curent $I_{h.\,calc}$ rezultat.

— *Curentul de reglaj al secționării de curent nedirecționate* trebuie desensibilizat, de asemenea, și față de curentul maxim $I_{h.\,calc}$ din sens invers. Reglajul se alege funcție de cel mai mare curent $I_{h.\,calc}$ care circulă în ambele sensuri.

— *Sensibilitatea secționării de curent.*

Sensibilitatea secționării de curent se evaluează după lungimea liniei pe care acționează protecția în condițiile regimului normal de funcționare

a rețelei. Zona de acționare a secționării de curent trebuie să cuprindă nu mai puțin de 15—20% din lungimea liniei protejate. În cazul unei lungimi inferioare valorii menționate mai sus, utilizarea secționării de curent are sens numai în anumite situații ca, de exemplu în cazul unui regim de acționare a protecțiilor în cascadă cînd după declanșarea liniei în capătul opus, lungimea zonei de acționare crește peste valoarea cerută.

Lungimea zonei de acționare a secționării de curent se determină grafic pe baza curbelor de variație ale curentului de scurtcircuit monofazat, obținute prin deplasarea punctului de defect în lungul liniei protejate în mod analog cu subcap. 3.3.

În cazul liniilor radiale sau al liniilor paralele dar care prezintă un regim de acționare în cascadă, zona de acționare a secționării de curent exprimată în procente din lungimea liniei protejate pentru scurtcircuit monofazat poate fi exprimată prin relația:

$$Z_{act\,\%} = 100 \cdot \frac{3E - I_{act}(Z_1 + Z_2 + Z_0)}{I_{act}(Z_{1l} + Z_{2l} + Z_{0l})}, \qquad (3.112)$$

în care: E este t.e.m. de fază;
I_{act} — curentul de acționare al secționării de curent;
Z_1, Z_2, Z_0 sînt impedanțele rezultate de secvență directă, inversă și homopolară ale sistemului pînă la bare în locul de instalare a protecției;
Z_{1l}, Z_{2l}, Z_{0l} — impedanțele de secvență directă, inversă și homopolară ale liniei protejate.

3.11.1.3. Protecția maximală homopolară de curent (treapta a II-a)

— *Curentul de acționare* se alege din următoarele condiții:

a) Coordonarea cu protecțiile maximale homopolare de curent ale elementelor din aval linia protejată.

Dacă pe barele stației de la capătul opus al liniei sau pe derivațiile din linia protejată există transformatoare YN, YN cu neutrul legat direct la pămînt, se va face corelarea sub raportul sensibilității cu protecțiile homopolare ale acestora.

Pentru protecțiile homopolare de curent nedirecționate este, de asemenea, necesară o coordonare sub raportul sensibilității cu protecțiile liniilor alăturate.

b) Desensibilizarea față de curentul de dezechilibru în circuitul de nul are în vedere:

1. regimul maxim real posibil de suprasarcină;

2. scurtcircuitul trifazat pe elementele situate în aval de linia protejată (sau în cazul protecției nedirecționată și pe elementele situate în amonte de linia protejată), dacă timpul de acționare al protecției homopolare de curent este inferior celui al protecțiilor împotriva scurtcircuitelor polifazate montate pe aceste elemente. Cel mai adesea, situația menționată fie de pe barele stației de la capătul opus fie de pe derivațiile din linia protejată.

Curentul de acționare calculat în baza condițiilor de mai sus se determină cu relația (3.30). Curentul de dezechilibru se determină conform § 2.3.1.

— *Sensibilitatea protecției maximale homopolare de curent.*

Coeficientul de sensibilitate al protecției este:

$$k_{sens} = \frac{3I_h}{I_{act}}, \tag{3.113}$$

unde:

I_h este curentul homopolar minim pe linia protejată la un scurtcircuit pe barele de la capătul opus al liniilor din aval;

I_{act} — curentul de acționare al protecției.

Coeficientul de sensibilitate trebuie să nu fie mai mic de 1,2. Se acceptă asigurarea acestei valori și în urma unei eventuale funcționări în cascade a protecțiilor.

— *Reglajul de timp al protecției maximale homopolare de curent.*

Reglajul de timp se calculează ținînd cont de necesitatea corelării cu timpii maximi de acționare ai protecțiilor similare pe elementele învecinate:

$$t_{act} = t_{max\,L} + \Delta t, \tag{3.114}$$

unde:

$t_{max\,L}$ este timpul maxim de acționare al protecțiilor homopolare de curent pe elementele din vecinătatea liniei protejate.

3.11.2. *Protecția transformatoarelor și autotransformatoarelor*

3.11.2.1. **Protecția homopolară de curent direcționată sau nedirecționată a transformatoarelor și autotransformatoarelor cu neutrul legat la pămînt**

— *Curentul de acționare.*

Se alege din condiția de coordonare a sensibilității protecției cu sensibilitatea protecției homopolare de curent (treapta a II-a) a elementelor racordate la barele pe care funcționează transformatorul sau autotransformatorul respectiv.

— *Sensibilitatea protecției.*

Coeficientul de sensibilitate al protecției se determină cu relația (3.113) pentru un scurtcircuit la capătul celei mai lungi linii racordate la bara pe care funcționează transformatorul sau autotransformatorul respectiv, în cadrul acelui regim pentru care curentul homopolar prin transformator (autotransformator) are cea mai mică valoare. Valoarea coeficientului de sensibilitate nu trebuie să fie mai mic de 1,2.

— *Reglajul de timp.*

Reglajul de timp al protecției se alege superior cu o treaptă de selectivitate reglajului de timp maxim al protecțiilor homopolare ale elementelor racordate la barele pe care funcționează transformatorul (autotransformatorul).

3.11.2.2. **Protecția homopolară de tensiune a transformatoarelor cu neutrul nelegat la pămînt**

— *Tensiunea de acționare.*

Tensiunea de acționare se alege din condiția de desensibilizare în raport cu tensiunea de dezechilibru la înfășurarea în triunghi deschis și are valoarea:

$$U_{act} = 15 \text{ V}.$$

— *Reglajul de timp.*

Temporizarea protecției se adoptă cu o treaptă mai mare decît cea mai mare temporizare a protecției homopolare pe linii și cu o treaptă mai mică decît a protecției homopolare de curent a transformatoarelor, pentru ca la un defect în rețea să acționeze întîi protecțiile transformatoarelor care nu au neutrul legat la pămînt, evitîndu-se astfel apariția supratensiunilor periculoase pe neutrul izolat al acestor transformatoare.

3.12. Reanclanșarea automată rapidă (RAR)

3.12.1. *Reanclanșarea automată rapidă pe linii radiale*

Pauza de RAR

a) Relee de reanclanșare cu un singur ciclu.

Pauza de RAR se alege din condiții de asigurare a timpului de deionizare ce depinde de tensiunea nominală a liniei:

— pentru linii cu $U_n \leqslant 60$ kV: $\Delta t_{RA} = 0{,}3 - 0{,}5$;

— pentru linii cu $U_n = 110—220$ kV: $\Delta t_{RA} = 0{,}5 - 0{,}6$.

b) Relee de reanclanșare cu dublu ciclu.

Pauza RAR a primului ciclu se stabilește conform 3.12.1.1. pct. a, iar pauza RAR a celui de al doilea ciclu se adoptă pe baza practicii de exploatare 13—14 s.

Timpul de blocare RAR

Timpul de blocare RAR depinde de particularitățile constructive ale releului RAR utilizat. Pentru relee de RAR care sînt prevăzute cu relee de timp pentru blocarea (deblocarea) reluării unui nou ciclu RAR se vor stabili reglaje de timp la limita scalei de timp a releului ($\sim$ 20 s).

Controlul lipsei tensiunii

Controlul lipsei tensiunii pe liniile radiale se utilizează numai în cazul cînd pe linie există racordate baterii de condensatoare sau motoare sincrone cu puteri mai mari de 300 kW.

Releul de control lipsă tensiune se va regla la 15 V.

3.12.2. *Reanclanșarea automată rapidă trifazată pe linii interconectate (RART)*

Pauzele de RAR

Pentru adoptarea unor soluții unitare și care să conducă la o metodologie simplă de alegere a pauzelor RAR la capătul liniilor s-au introdus ambele controale (control lipsă tensiune și existență sincronism).

În aceste condițiuni, pauzele RAR la cele două capete ale liniei se stabilesc funcție de timpul treptelor a II-a la protecțiile de distanță de la capetele liniei conform tabelului 3.21.

Reglajele din tabelul 3.21 sînt concepute considerînd că efectuarea controlului (de lipsă a tensiunii sau existență a sincronismului) se produce

Tabelul 3.21

Pauzele RAR la liniile interconectate prevăzute cu ambele controale, lipsa tensiunii și existența sincronismului

Reglajul de timp al treptei a II-a la protecția de distanță la capătul $A(s)$	0,5	0,5	1
Reglajul de timp al treptei a II-a la protecția de distanță la capătul $B(s)$	0,5	1	0,5
Pauza RAR la capătul B al liniei (s)	0,8	0,8	1,3
Pauza RAR la capătul A al liniei (s)	1,5	1,5	1,0

după expirarea pauzei reglate a dispozitivului RAR, în circuitul de ieșire a comenzii de reanclanșare.

Timpul de blocare RAR

Stabilirea reglajului se face pe baza considerentelor expuse la § 3.12.1.

Controlul lipsei tensiunii

Releul de control lipsă tensiune se va regla la $U_{acț} = (15 - 25)$ V.

Controlul existenței sincronismului

Releul de control al existenței sincronismului se reglează la $\varphi_{acț} = (30 - 35)°$.

3.12.3. *Reanclanșarea automată rapidă monofazată pe linii interconectate (RARM)*

Pauza RAR M

Reanclanșarea automată rapidă monofazată are loc numai la defecte monofazate situate în treapta I și cu prelungirea treptei I, ceea ce asigură declanșarea simultană a întreruptoarelor liniei la ambele capete. În consecință, nu mai sînt necesare nici controlul lipsei tensiunii nici controlul sincronismului (două faze rămîn permanent anclanșate).

Pauzele de RAR M sînt identice la ambele capete ale liniei și au valori superioare pauzelor de RAR T, deoarece pauza de deionizare este mai mare, ca urmare a vecinătății fazelor aflate sub tensiune.

Timpul de blocare

Stabilirea reglajului se face pe baza considerațiilor expuse la § 3.12.1.

3.13. Anclanșarea automată a rezervei (AAR)

3.13.1. *Temporizarea AAR*

AAR nu trebuie să acționeze în cazul defectelor trecătoare în întreaga rețea de alimentare a stației (de la sursă și pînă la întreruptorul alimentării de lucru) și nici în cazul defectelor apărute pe elementele conectate la stația

prevăzută cu AAR (rețeaua consumatorilor) care pot duce la dispariția tensiunii sau la scăderi importante ale ei pe barele stației. Toate aceste defecte trebuiesc eliminate prin protecțiile și automatizările proprii elementelor afectate.

Pentru determinarea temporizării AAR cu ajutorul acestui criteriu se vor folosi notațiile:

$t_{p\,II}$ — temporizarea treptei a II-a a protecției de distanță a unei linii;

t_{RAR} — pauza de RAR a întreruptorului liniei considerate;

t_p — timpul protecției maximale de curent temporizate a elementelor conectate pe bara de lucru a stației prevăzută cu AAR;

t_{AAR} — timpul măsurat din momentul scăderii tensiunii pe bare sub tensiunea de demaraj și pînă în momentul reparației tensiunii prin acționare AAR.

Considerînd că orice defect pe o linie din rețeaua de alimentare poate fi eliminat de protecția de distanță cel mult în treapta a II-a de timp și că linia este prevăzută cu RAR, pentru ca AAR să nu acționeze la defecte trecătoare, t_{AAR} trebuie ales după relația:

$$t_{AAR} = [t_{p\,II} + t_{RAR}]_{max} + \Delta t, \tag{3.115}$$

în care indicele „*max*" arată că se alege cea mai mare valoare a sumei dintre toate valorile aferente protecțiilor și automatizărilor întreruptoarelor din rețeaua de alimentare.

În mod similar, pentru ca AAR să nu acționeze la defecte apărute pe barele de medie tensiune, sau în rețeaua conectată la aceste bare dar care conduc la scăderi importante de tensiune sub tensiunea de demaraj, t_{AAR} trebuie ales după relația:

$$t_{AAR} = t_p + \Delta t. \tag{3.116}$$

Dintre valorile (3.115) și (3.116) se alege valoarea cea mai mare.

3.13.2. *Demarajul de tensiune*

Pe baza experienței de exploatare s-au stabilit următoarele reglaje la releele de tensiune din schemele AAR:

— pentru releele de demaraj:

$$U_{act} = 0{,}30U_n;$$

— pentru releele de verificare prezență tensiune pe rezervă:

$$U_{act} = 0{,}7U_n.$$

Aceste reglaje au dat satisfacție în exploatare.

Anexa I

ELEMENTELE CARE TREBUIESC LUATE ÎN CONSIDERAȚIE ȘI ELEMENTELE CARE TREBUIESC STABILITE ȘI COMUNICATE ÎNTREPRINDERILOR ÎN CADRUL DISPOZIȚIILOR TRANSMISE DE DISPECER PENTRU REALIZAREA REGLAJELOR DE PROTECȚIE ȘI AUTOMATIZARE

GENERALITĂȚI

În capitolele care urmează se indică pentru fiecare tip de protecție care se folosește în rețea (cu excepția celor folosite în număr foarte redus), elementele care trebuiesc comunicate întreprinderilor în cadrul dispozițiilor de realizare a reglajelor.

Pentru unele dintre aceste elemente, care urmează a se comunica, se vor indica și eventualele precizări suplimentare a căror comunicare nu este obligatorie în toate cazurile, dar care uneori se comunică dacă cel care determină reglajele (în urma discuțiilor avute cu întreprinderea ce urmează să le realizeze) consideră că sînt necesare.

La indicarea acestor precizări suplimentare, în cele ce urmează se va menționa formula *„dacă se consideră necesar"*.

În cele ce urmează, la unele tipuri de protecții se vor menționa, în cadrul capitolului referitor la tipul respectiv de protecție, anumite elemente care trebuiesc luate în considerare la stabilirea reglajelor, dintre care unele — la aprecierea celui care stabilește reglajele — pot fi conținute în dispozițiile de reglaj. De asemenea, în unele capitole s-au introdus și unele elemente auxiliare legate de stabilirea reglajelor și care se consideră util a fi conținute în prezentul material.

Capitolul 1. PENTRU TOATE TIPURILE DE PROTECȚIE

1. Raportul de transformare al transformatoarelor de curent care alimentează protecția respectivă: I_n(A)/I_n(A).

Observații:

1. Raportul de transformare al transformatoarelor de tensiune se va considera de regulă ca fiind $K_u = U_n$(kV)/0,1 kV (și nu se va mai comunica) în afara cazurilor speciale cînd întreprinderea comunică existența unor transformatoare de tensiune cu alte rapoarte, în care cazuri rapoartele respective se vor preciza în dispoziții.

2. În cazul protecției de tensiune homopolară trebnie obținut de la întreprinderea de exploatare respectivă, raportul de transformare real al transformatorului de tensiune pentru înfășurarea care o alimentează și menționat în dispoziție.

3. La toate protecțiile de distanță prevăzute cu blocaj la pendulații, acesta va trebui să fie în funcțiune fără a fi necesară indicarea acestui lucru în dispoziții.

Numai în cazurile în care aceste blocaje au anumiți parametri reglabili, valorile lor vor trebui precizate în dispoziții. De regulă, temporizarea elementului de blocaj la pendulații se va regla la 0,4 secunde.

Capitolul 2. PENTRU TOATE TIPURILE DE PROTECȚIE DE DISTANȚĂ

Puterea admisibilă în sensul bare → element și în sensul element → bare ($\vec{S}_{ad}$ și $\overleftarrow{S}_{ad}$) în MVA, calculată, conform metodologiilor de calcul adoptate, pentru

$$U = 90 \text{ kV},\ 180 \text{ kV},\ 360 \text{ kV}$$

și corespunzînd tensiunilor nominale de 110 kV, 220 kV și 400 kV respectiv.

Capitolul 3. PENTRU PROTECȚIILE DE DISTANȚĂ D 110 și D 111

3.1. Pentru organele de pornire

— Curentul primar de acționare al elementului homopolar, în amperi.

— Temporizarea treptei a IV-a (de demaraj) în secunde, precizîndu-se dacă acționarea este direcționată sau nedirecționată.

3.2. Pentru fiecare din cele 3 trepte de măsură

— Reactanța primară în ohmi/fază.

— Temporizarea în secunde.

3.3. Parametri comuni ai protecției

— Valoarea constantei K reprezentînd impedanța minimă măsurată de protecție (dacă se consideră necesar).

— Unghiul de scurtcircuit al liniei φ_k, în grade, care trebuie avut în vedere la determinarea reglajelor secundare.

În afară de φ_k se vor mai indica (dacă se consideră necesar) următoarele:

a) Raportul E dintre deplasarea centrului cercului și raza acestuia.

b) Raza ρ a cercului de impedanță unitară ce corespunde valorii alese pentru ε.

În cazul în care nu se dorește compensarea arcului electric se va preciza $\varepsilon = 0$.

— Constanta de reglaj R, respectiv poziția prizei R: 1 sau 15, (dacă se consideră necesar).

— Folosirea prelungirii treptei rapide înainte de RAR (dacă e cazul) cu precizarea tipului de RAR la care se folosește.

— Poziția prizei V^1: 0 sau +0,5% (dacă se consideră necesar); de regulă priza V^1 va fi pe poziția 0, poziția +0,5 avînd drept efect mărirea cu 0,5 a fiecăreia din valorile V care intervin în calculul impedanțelor de acționare ale treptelor de măsură.

Capitolul 4. PENTRU PROTECȚIA DE DISTANȚĂ D 111 A

Singura diferență față de D 111 constă în posibilitatea realizării (cu ajutorul unei eclise) a diagramei organelor de pornire cerc cu centrul în origine.

Se va indica deci în plus de ce s-a arătat la cap. 3 (în caz de nevoie) poziția acestei eclise astfel:

Poziția I = cerc cu centrul în origine

Poziția K = cerc deplasat.

Capitolul 5. PENTRU PROTECȚIA DE DISTANȚĂ D.111 D

Singura diferență față de D 111 A constă în posibilitatea de reglare independentă la organele de pornire a deplasării „k" și a razei „r" ale căror indicații de pe scală sînt în fază (secundari) și se referă la defecte bifazate.

$\Omega/(k + r = z$ (ohmi/fază secundari la defecte biafazate).

Se recomandă a se respecta relația

$$E = \frac{k}{r} \leqslant 0{,}6.$$

În afara elementelor care se indică la fel ca și la protecțiile D 111 A, vor trebui comunicate deci pentru diagrama cerc a organelor de pornire:

— Deplasarea „k" în Ω/fază secundară

— Raza „r" în Ω/fază secundară

Capitolul 6. PENTRU PROTECȚIA DE DISTANȚĂ D 113

Elementele care trebuiesc indicate sînt același ca la D. 111 D.

În plus, dacă se folosește prelungirea treptei rapide înainte de RAR va trebui precizată folosirea poziției prizei R: 1,5/1, precum și prelungirea aleasă:

Prin puntea 25—26: $x_{1\,prel.} = 1{,}5\ x_1$

Prin puntea 25—28: $x_{1\,prel.} = 1{,}35\ x_1$

Capitolul 7. PENTRU PROTECȚIA DE DISTANȚĂ D.114

Elementele care trebuiesc indicate sînt aceleași ca la D.113, cu observația că, întrucît la organele de pornire există două diapazoane de reglaj, în afara indicării valorilor ce trebuiesc reglate se vor preciza (dacă se consideră necesar), poziția K 1 sau K 2 care se va adopta pentru eclisa existentă în acest scop, legăturile care trebuiesc efectuate în organele de pornire la bobinajele transformatorului TLR (montaj serie sau paralel), precum și la rezistențele R 22 și R 24 pentru a se folosi un anume diapazon de reglaj.

Capitolul 8. PENTRU RELEUL DE DISTANȚĂ Z 400 (CARE POATE CONSTITUI ȘI O PROTECȚIE INDEPENDENTĂ)

Raza cercului de acționare „r" în Ω/fază secundari.

Deplasarea centrului acestui cerc „k" în Ω/fază secundari.

Pentru deplasarea „k" se va preciza (în caz de nevoie) și poziția eclisei K, știind că semnificațiile celor 3 poziții posibile sînt:

Poziția k_0: deplasarea este nulă

Poziția k_1: deplasarea totală este egală cu valoarea reglată.

Poziția k_2: deplasarea totală este egală cu valoarea reglată plus o deplasare constantă de 13 Ω/fază secundară

Se recomandă a se respecta relația

$$\frac{k}{r} \leqslant 0{,}6.$$

(Ca și în cazul protecției D.111-D, indicațiile scalelor cu privire la k și r în Ω/fază se referă la defectele bifazate).

Observație: Dacă releul Z 400 se folosește ca protecție independentă trebuie să i se asocieze și un releu de timp în care caz trebuie precizat reglajul acestuia.

Capitolul 9. PENTRU PROTECȚIA DE DISTANȚĂ RD 7

9.1. Pentru organele de pornire

— Curentul primar de acționare al elementelor maximale în cazul în care protecția are astfel de elemente.

— Pentru organul de demaraj suplimentar de impedanță minimă:

a) la Q3 — curentul secundar de acționare al elementului homopolar în amperi.

b) la Q4 — se va preciza caracteristica aleasă, indicîndu-se plotul și următoarele elemente ale acesteia:

b1) curentul minim de acționare la tensiune zero în procente din I_n (% I_n)

b2) tensiunea fictivă de acționare la curent zero și $\varphi = 90°$ în procente din U_n (% U_n)

b3) curentul de acționare la tensiune nominală și $\varphi = 90°$ în procente din I_n (% I_n)

— Temporizarea treptei a IV-a (de demaraj) în secunde, precizîndu-se dacă acționarea este direcționată sau nedirecționată.

9.2. Pentru fiecare din cele 3 trepte de măsură

— Reactanța primară în Ω/fază

— Temporizarea în secunde

9.3. Parametrii comuni ai protecției

— Unghiul de scurtcircuit al liniei φ_k în grade.

— În cazul în care nu se dorește compensarea arcului electric, se va preciza $\varphi_k = 0°$.

— Corecția pentru defecte cu pămîntul (dacă se consideră necesar); de regulă, rezistențele se vor regla cînd nu se specifică altfel, la valorile: $R_0 = 0{,}83\ R_x = 0{,}83,\ R_y = 0{,}83\ R_z$.

— Reglajul secundar al tensiunii de acționare a releelor de comparare a tensiunilor în volți (dacă se consideră necesar); de regulă, tensiunile se vor regla, cînd nu se specifică altfel, la 48 V în secundar (maximum realizabil la releu).

Capitolul 10. PENTRU PROTECȚIA DE DISTANȚĂ RD 110

10.1. Pentru organele de pornire

— Curentul primar de acționare în amperi sau în multiplii ai curentului nominal al protecției.

— Curentul primar de acționare ale elementului homopolar în amperi sau în multipli ai curentului nominal al protecției.

Pentru organele de demaraj Q3 și Q4 se vor comunica datele specificate la capitolul 9, punctele a și b pentru aceste organe.

— Temporizarea treptei a IV-a (demaraj direcționat), în s.

— Temporizarea treptei a V-a (demaraj nedirecționat), în s.

10.2. Pentru fiecare din cele 3 trepte de măsură

— Reactanța primară în Ω/fază

— Reactanța primară în Ω/fază pentru prelungirea treptei rapide înainte de RAR (dacă e cazul) cu precizarea tipului de RAR la care se folosește.

10.3. Parametrii comuni ai protecției

— Unghiul de scurtcircuit al liniei φ în grade care trebuie avut în vedere la determinarea reglajelor secundare.

— Corecția pentru defecte cu pămîntul

Capitolul 11. PENTRU PROTECȚIA DE DISTANȚĂ R1Z 23 a

11.1. Parametrii reglabili

— Curentul primar de acționare al elementelor maximale de pe faze, în amperi.

— Curentul primar de acționare al elementului homopolar, în amperi.

— Caracteristica de acționare aleasă. Se indică numărul figurii din prospectul releului care conține caracteristica respectivă menționîndu-se totodată numărul de trepte în fiecare direcție cu precizarea sensului direct (de exemplu „sensul direct este cel spre transformator") și a celui invers.

— Pentru fiecare din cele două direcții se indică poziția cercului de acționare al organului de măsură: în origine sau deplasat. În legătură cu aceasta se indică (dacă se consideră necesar valoarea ce urmează a se introduce în calculul rezistențelor de reglaj:

$W = 1{,}05\ x$ pentru cerc cu centrul deplasat

$W = Z$ pentru cerc cu centrul în origine

În cazul adoptării cercului deplasat se indică doar pentru care direcție, unghiul liniei (sau unghiul ales pentru compensarea arcului electric), în acest caz poziția centrului cercului nu mai trebuie precizată căci rezultă implicit. Dacă se folosește același unghi în ambele direcții este suficientă indicarea unghiului fără precizarea că este același în ambele direcții. Numai în cazurile în care se adoptă un unghi diferit pentru defecte cu pămîntul se va indica valoarea acestuia.

— Priza șuntului de pe neutru pentru măsura corectă la defecte cu pămîntul.

— Pentru fiecare dintre treptele de măsură (cu precizarea dacă este în sens direct sau invers, de exemplu „treapta I-a în sens direct") se indică impedanța sau reactanța primară (după cum se alege diagrama de acționare cerc cu centrul în origine sau cerc deplasat) în ohmi pe fază și temporizarea în secunde.

11.2. Pozițiile diferitelor eclise ale protecției și elemntele legate de acestea care trebuiesc comunicate.

— *Eclisa 95—96* (Prin închiderea acesteia se excită releul D care realizează alimentarea organului de măsură cu mărimi pe fază la demaraj monofazat chiar dacă elementul homopolar nu acționează).

De regulă eclisa trebuie să fie închisă ceea ce nu trebuie comunicat prin dispoziție; se va indica în dispoziție numai poziția deschisă (în cazurile speciale în care s-ar folosi).

— *Eclisa 87—88. (Eclisa deschisă:* releul de timp S se dezexcită odată cu comanda de declanșare dată de releul *G: eclisa închisă:* releul de timp revine odată cu organul de demaraj și deci se înregistrează și timpul întreruptorului).

De regulă eclisa va fi deschisă (ceea ce nu mai trebuie comunicat prin dispoziție); se va indica în dispoziție numai închiderea eclisei (dacă se folosește).

— *Eclisa 89—90.* Suntează contactul organului de măsură. De regulă este deschisă și acest lucru nu trebuie menționat în dispoziție; se va indica doar poziția închisă în cazurile speciale în care se adoptă această poziție.

— *Eclisa 90—91.* Șuntează contactul organului de blocaj la pendulații. Se procedează la fel ca și în pentru eclisa 89—90.

— *Eclisele 92—93—94.* Pozițiile acestora depind de funcțiile alese pentru releele H și H' în cadrul folosirii organului direcțional; aceste poziții rezultă din figura din prospect indicată în dispoziție și de aceea precizarea lor se va face numai dacă se consideră necesar.

— *Eclisele 97—98—99.* Folosesc la alegerea unghiului interior al releului direcțional în felul următor;

Eclisa 98—99 închisă — $\varphi_{int} = 45°$

Eclisa 97—98 închisă — $\varphi_{int} = 0°$

De regulă se va funcționa cu eclisa 98—99 închisă și acest lucru nu trebuie indicat în dispoziție. Doar în cazurile în care se dorește închiderea eclisei 97—98 (prin care se obține o sesizare corectă a direcției la defecte dincolo de transf. stea/triunghi dar sensibilitatea la defecte pe liniii aeriene e mai redusă), se va preciza în dispoziție închiderea eclisei 97—98.

— Conexiunile pentru preferința succesiunii ciclice sau aciclice. Dat fiind că în rețelele cu neutrul pus la pămînt acestea nu au importanță, nu se vor da indicații cu privire la acestea

Capitolul 12. PENTRU PROTECȚIA DE DISTANȚĂ R1Z23 b

Reglajele se efectuează la fel ca la protecția R1Z23a și deci se comunică aceleași elemente prin dispoziție, dar cu considerarea următoarelor diferențe:

— *Eclisele 97—98—99* nu există (organul direcțional fiind alimentat altfel decît la protecția R1Z23a) și deci poziția acestora nu trebuie comunicată.

— Închiderea eclisei 95—96, care se adoptă de regulă și nu trebuie precizată în dispoziție (indicîndu-se doar deschiderea ei în cazurile în care se adoptă), realizează și măsura corectă dincolo de transformatoare stea/triunghi.

Capitolul 13. PENTRU PROTECȚIA DE DISTANȚĂ R1Z24 a

13. 1. Parametrii reglabili

— Curentul primar de acționare al elementelor maximale de pe faze, în amperi.

— Curentul primar de acționare al elementului homopolar, în amperi.

— Unghiul liniei (pentru compensarea arcului electric) sau adoptarea, dacă e cazul, a diagramei: cerc cu centrul în origine.

— Priza șuntului de pe neutru măsura corectă la defecte cu pămîntul. De regulă reglajul stabilit, cînd nu se specifică altă valoare, este egal cu 75%.

— Înregistrarea timpului de acționare, dacă nu se specifică altfel, se face timpul de acționare al întrerupătorului.

13.2. Pentru fiecare din cele 3 trepte de măsură

— Reactanța primară, în Ω/fază.

— Temporizarea, în secunde.

— Reactanța primară, în Ω/fază, pentru prelungirea treptei rapide înainte de RAR (dacă e cazul) cu precizarea tipului de RAR la care se folosește.

— Temporizarea treptei a IV-a (demaraj direcționat), în secunde.

— Temporizarea treptei a V-a (demaraj nedirecționat), în secunde.

Capitolul 14. PENTRU PROTECȚIA DE DISTANȚĂ R 3Z24 a

14.1. Parametrii reglabili

— Curentul primar de acționare al elementelor maximale de pe faze, în amperi.

— Curentul primar de acționare al elementului homopolar, în amperi.

— Unghiul liniei (pentru compensarea arcului electric) sau adoptarea, dacă e cazul, a diagramei: cerc cu centrul în origine.

— Cercul de acționare al organelor de măsură

De regulă se folosește deplasarea pe axa R, în care caz constanta $K = 1{,}5$.
În cazul deplasării și pe axa X (ceea ce se va menționa în dispoziție), constanta $K = 2{,}1$.
În cazul folosirii cercului cu centrul în origine se va proceda după cum urmează:

Se va bloca releul direcțional prin fixarea eclisei legată la borna 23 pe poziția *mit Richtungsverleichschutz* cît și prin efectuarea unor punți între bornele 13—23—24—25 de la elementul de măsură (Meβteil).

— Priza șuntului de pe neutru pentru măsurarea corectă la defecte cu pămîntul. De regulă reglajul stabilit, cînd nu se specifică altă valoare, este egal cu 75%.

— Înregistrarea timpului de acționare, dacă nu se specifică altfel, se face fără timpul de acționare al întreruptorului.

14.2. Poziția eclisei de declanșări

De regulă se folosește poziția III. (Declanșare trifazică în toate trèptele, numai la defecte polifazate).

În caz de necesitate (ceea ce se va menționa în dispoziție), se poate folosi oricare din următoarele poziții:

I — Declanșarea trifazată în toate treptele:

II — Declanșare trifazată începînd cu treapta II-a;

III — Fără declanșare trifazată în primele 4 trepte.

14.3. Eclisa releului, „IM-Anwurf"

De regulă se folosește poziția deschisă. În caz de necesitate (ceea ce se va menționa în dispoziție) se va folosi poziția închisă.

14.4. Pentru fiecare din cele 3 trepte de măsură

— Reactanța primară, în Ω/fază

— Temporizarea, în secunde

— Reactanța primară, în Ω/fază, pentru prelungirea treptei rapide înainte de RAR (dacă e cazul) cu precizarea tipului de RAR la care se folosește;

— Temporizarea treptei a IV-a (demaraj direcționat), în s;

— Temporizarea treptei a V-a (demaraj nedirecționat), în s.

Capitolul 15. PENTRU PROTECȚIA DE DISTANȚĂ R3Z24b

Idem ca pentru R3Z24a.

Capitolul 16. PENTRU RELEUL DE IMPEDANȚĂ MINIMĂ R3Z2

— Caracteristica de acționare determinată prin valorile curentului de acționare în multipli ai curentului nominal:

$$I_{ac} \text{ la } U = U_n \text{ și}$$

$$I_{ac} \text{ la } U = 0$$

Capitolul 17. PENTRU RELEUL DE IMPEDANȚĂ MINIMĂ R3Z3u

— Caracteristica de acționare determinată prin valorile curentului de acționare la tensiune nominală și unghiul de scurtcircuit $\varphi = 90°$ și la tensiune nulă.

I_{ac} la $U = U_n$ și $\varphi = 90°$ și

I_{ac} la $U = 0$

Capitolul 18. PENTRU RELEUL DE IMPEDANȚĂ MINIMĂ R3Z3v

Idem ca pentru R3Z3u

Capitolul 19. PENTRU PROTECȚIA DE DISTANȚĂ L3WyaS

19.1. Pentru organele de pornire

— Impedanța secundară de acționare a releelor de demaraj propriu-zise Z_A în Ω/fază. (Indicațiile de pe scalele acestor relee sînt în Ω/fază și se referă la defecte bifazate; impedanța la care sînt reglate constituie raza cercului care e diagrama de pornire).

— Impedanța secundară aleasă prin prize la bobinele de compundaj de pe faze Z_{dr} și de pe conductorul neutru Z_{dr0}, în Ω/. Impedanța Z_{dr} constituie deplasarea centrului cercului de acționare în ohmi/fază, etalonarea referindu-se la defectele bifazate; Z_{dr0} se alege de regulă cu formula $Z_{dr0} = k_0 Z_{dr}$ unde

$$k_0 = \frac{1}{3}\left(\frac{x_0}{x_d} - 1\right)$$

— Temporizarea treptei a IV-a (care este treapta de pornire), în secunde.

19.2. Pentru treptele de măsură

— Pentru fiecare din cele trei trepte de măsură se vor indica reactanța primară de acționare în Ω/fază și temporizarea în secunde.

— Pentru toate treptele de măsură (în comun) se va preciza cos φ al elementului protejat (care trebuie realizat la impedanța imagine M) precum și coeficientul ko de corecție a măsurii la defecte cu pămîntul (care se realizează prin alegerea prizelor corespunzătoare la transformatoarele U). Numai în cazul în care se dorește un alt unghi pentru compensarea arcului la defecte cu pămîntul (ceea ce se realizează prin conectarea distinctă a legăturilor 2 și 4 la rezistența reglabilă a impedanței imagine) se va preciza acest lucru în dispoziție.

— De asemenea, pentru toate treptele de măsură în comun se va menționa valoarea ωL care reprezintă impedanța minimă măsurată de protecție, precum și prizele N și C folosite la transformatorul V (ambele precizări numai dacă se consideră necesar).

19.3 Parametrii comuni ai protecției

— Curentul primar de acționare al releului homopolar RLV, în amperi.

— Curentul primar de acționare al releului hompolar de rezervă ZL, în amperi. În cazul în care acest releu nu se folosește se va indica șuntarea contactelor sale 1—2, desfacerea legăturii PTaE7 — PTaEa precum și faptul că PTaE nu trebuie reglat.

— Temporizarea releului PTaE, în cazul în care se folosește releul homopolar de rezervă ZL (De regulă este de 2 secunde).

— Temporizarea contactului IV al releului de timp T. (De regulă este de 0,3 secunde; în cazul în care se dorește efectuarea RAR și la declanșări în trepte superioare se adoptă în mod corespunzător o temporizare mai mare).

— Temporizarea releului de rezervă pentru declanșări trifazate PTaΔ. (De regulă este de 0,1 s.).

— Temporizarea releului de blocaj al echipamentului de înaltă frecvență PTrH. (De regulă este de 0,2 s.).

— Temporizarea releului de pregătire a reanclanșării PTrW (De regulă se adoptă 4 s.).
— Temporizarea releului de pregătire a reanclanșării definitive PTaW. (De regulă este de 0,3 s.).

19.4. *Precizări cu privire la diferite legături comutabile*

— Legăturile PSAc-13, PSII 13 și PTaW2-PSIIc.

Funcțiile acestor legături constau în următoarele:

Dacă este folosită prelungirea treptei rapide și se efectuează legătura PSAc-13, la defecte trifazate se produce declanșarea rapidă neselectivă la defecte oricît de depărtate (evident cu condiția demarajului protecției). În cazul folosirii acestei soluții, pentru ca în cazul unui defect care inițial nu este trifazat și abia apoi devine trifazat să se sesizeze caracterul său incomplet la început (și deci să nu se producă declanșarea neselectivă cînd devine trifazat), releul PSA (care realizează prelungirea treptei I-a) trebuie dezexcitat rapid. În acest scop temporizarea contactului T.IV se reglează la o valoare foarte mică și se efectuează și legătura PTaW2-PSIII3 deconectîndu-se legătura PTaW2-PSIIc; prin aceasta pregătirea declanșării definitive se face abia cu temporizarea treptei a II-a prin PS II și nu prin T IV.

(De regulă se va menține legătura PTaW2-PSIIc, lăsîndu-se neefectuate legăturile PSAc-13 și PTaW2-PSIII3, și se ve regla contactul T IV la 0,3 s. dacă se dorește RAR doar la declanșarea în treapta I-a, sau la un timp corespunzător mai mare dacă se dorește RAR și la declanșarea în alte trepte).

— Legătura PDc-31. Rolul ei este de a prelungi transmiterea semnalului către echipamentul de înaltă frecvență (pe durata în care releul PD este acționat). De regulă această legătură se va efectua în toate locurile în care se folosește echipament de înaltă frecvență pentru transmiterea semnalelor de protecție între capetele liniei.

— Legătura AK59-AK60. Această legătură face posibilă folosirea prelungirii treptei rapide (evident cu condiția comutării comutatorului Wa pe poziția A, pe poziția Ia acestuia prelungirea treptei rapide fiind anulată). De regulă între bornele AK59-AK60 se intercalează un contact acționat de presiunea agentului de comandă la întreruptor. Această indicație trebuie să fie de regulă conținută în proiect și deci se va menționa în dispoziție numai dacă se consideră necesar.

— Legătura PSIII5-AK 36 comutabilă în PSIII5-AK38. Se folosește legătura PSIII5. AK 38 (deschizîndu-se PSIII5-AK36) doar cînd aparatul folosit pentru semnalizare necesită o alimentare independentă. De regulă această precizare este conținută în proiect și deci nu se va comunica prin dispoziții decît în caz de nevoie.

— Legătura PSW13-15 comutabilă în PSW13-11. Prin folosirea legăturii PSW 13-11 semnalul de declanșare primit prin echipamentul de înaltă frecvență se transmite spre declanșarea definitivă și prin circuitele de selecție de fază. De regulă această precizare este conținută în proiect și deci nu se va comunica prin dispoziții decît în caz de nevoie.

Capitolul 20. PENTRU PROTECȚIA DE DISTANȚĂ L6f

— Reactanța primară de acționare a treptei unice, în ohmi/fază.
— Unghiul liniei care trebuie reglat la impedanța imagine.

— Dacă se consideră necesar se vor comunica, de asemenea, și următoarele 4 elemente necesare pentru realizarea reglajului corespunzător treptei unice:

a) Coeficientul K_φ care trebuie introdus în relația de determinare a prizelor alese la transformatoarele HG3.

b) Impedanța minimă măsurată de protecție ωL și care se alege prin folosirea fie a bornelor 5 și 7, fie a bornelor 6 și 8 la transformatoarele S3.

c) și d) Prizele N și C folosite la transformatoarele HG.3.

— Coeficientul k_0 adoptat pentru măsura corectă la defecte cu pămîntul, care se reglează la transformatorul S4.

— Curentul secundar de acționare al releelor maximale FI. (De regulă acesta trebuie ales de 0,4 I_n).

— Produsul tensiunilor secundare la care se produce acționarea releelor de produs CUO. (De regulă acesta trebuie ales 40^2 V^2).

— Impedanța secundară aleasă prin prize la bobinele de compundaj de pe faze și la cea de pe conductorul neutru ale releelor CUO. (De regulă la cele de pe faze impedanța se

alege de 70% + 75% din impedanța pe fază a liniei, iar cea de pe firul neutru prin multiplicarea valorii alese pentru cele de pe faze cu coeficientul k_0 adoptat pentru măsura corectă la defecte cu pămîntul.

— Temporizarea releului PTaH. (de regulă se alege valoarea de 0,1 s.).

— Temporizarea releului PTa5. (De regulă se alege valoarea de 5 s.).

Capitolul 21. PENTRU PROTECȚIA DE DISTANȚĂ LZ31.

21.1. *Pentru organele de pornire*

Pentru impedanța secundară de acționare a releelor de demaraj Z_r, Z_s, cît și pentru impedanța secundară (aleasă prin prize) la bobinele de compundaj de pe faze X_R, X_S, X_T și de pe conductorul de nul Xi, a se vedea datele de la §.19.1 de la releul L3WyaS, cu observația: se poate alege și $X_0 = X_{R,S,T}$), în care caz firul comutabil de la borna 5 se comută la borna 4. Temporizarea treptei a IV-a (de pornire) în secunde.

21.2. *Pentru treptele de măsură*

A se vedea datele de la §19.2. cu observația că la LZ31 transformatoarele U sînt denumite SH, iar transformatorul V este denumit HG8.

21.3. *Parametrii comuni ai protecției*

Curentul primar de acționare al releului IE, în amperi.

Pentru temporizarea contactului T IV precum și pentru temporizările releelor PTrH, PTrW și PTaW a se vedea § 19.3.

21.4. *Precizări cu privire la diferite legături comutabile*

— Legăturile AK 43-AK 44; AK 51-AK 52; AK 53-AK 54

Funcțiile acesror legături constau în următoarele:

Puntea AK 43-AK 44

a) De regulă puntea între aceste borne va fi efectuată.

b) Prin desfacerea punții și prin cuplarea impulsului de IF de la capătul opus la borna AK 44, comutatorul Wa fiind pe poziția închis (poziția A), treapta I-a a protecției de distanță fiind reglată la 85% X_L și prelungirea treptei rapide fiind în funcțiune (reglată la aproximativ 3 X_L) se realizează declanșarea rapidă a liniei la defecte apărute în oricare punct al liniei.

c) Între bornele AK 43-AK 44 poate fi intercalat un contact de minimă presiune al întreruptorului.

Modificările cuprinse la pct. b și c se vor face, în cazuri speciale, la dispoziție.

Puntea AK 51-AK 52

a) În cazul liniilor foarte scurte, la care treapta I-a a protecției de distanță nu se poate regla în conformitate cu planul de reglaje (0,85 X_L), este prevăzută posibilitatea de a se condiționa declanșarea în treapta I-a de sosirea unui impuls din capătul opus. În acest caz, între bornele AK 51-AK 52 se poate monta un contact al unui receptor; aceste borne sînt scurtcircuitate de un contact al releului treptei a 2-a CSII, prin aceasta releul avînd condiții de acționare, în celelalte trepte, în mod normal.

b) În mod normal bornele AK 51-AK 52 vor fi scurtcircuitate (în dispoziție menționîndu-se numai dacă se prevede o altă schemă).

Puntea AK 53-AK 54

În cazul unor scurtcircuite foarte apropiate, însoțite cu căderea totală a tensiunii, se transmite prin contactele înseriate CAR, CAS, CAT, plusul la elementul PU, care provoacă acționarea rapidă a protecției.

În mod normal puntea AK 53-AK 54 este făcută, în dispoziție menționîndu-se numai dacă este necesară deschiderea ei.

21.5. Legăturile W4—W2 comutabile la W4—W8

a) În cazul în care înalta frecvență este în funcțiune și comutatorul W este pe poziția „declanșare trifazică" dacă este necesar ca ordinul de declanșare venind de la receptorul de IF să depindă de faptul dacă cel puțin un releu de minimă impedanță Z (și/sau un releu de minimă tensiune CU — în cazul în care acesta este montat) a funcționat, legătura W4-W2 se comută la W4-W8.

b) În mod normal va fi efectuată puntea între W4-W2, în dispoziție indicîndu-se doar dacă trebuie folosită legătura W4-W8.

21.6. Conexiunea CEII la—M2

În cazul în care este necesar un alt defazaj al impedanței imagine pentru scurtcircuit monofazat, această legătură se comută la CEII la —M4. Acest lucru se specifică, în mod special, dacă e cazul, în dispoziție.

În mod normal va exista punte între CE II la —M2.

21.7. Conexiunea PTaE3—PRaE5

21.8. Legătura AK 37—T1

În mod normal această conexiune este făcută.

Se poate desface dacă se dorește ca semnalizarea acționării să fie dată numai de CD.

21.9. Legătura AK 17—AK 18

În funcționare normală această legătură există.

În cazul în care, în poziția 4 a comutatorului W (declanșare definitivă) se urmărește ca să se dea declanșarea la întreruptori cu acționare trifazată, această legătură se comută la AK 17-AK 16. În dispoziție se va menționa doar această comutare, dacă se dorește folosirea ei.

21.10. Legătura AK 41—AK42

La aceste borne se leagă, de obicei, un releu de blocaj la pendulații de tip YZ/L32 (pentru LZ 31), YZ/L 31 pentru LZ 3 și YZ/L 33 pentru LZ_3 + YZ/L 22.

În cazul în care nu există releu de blocaj la pendulații această punte este efectuată.

21.11. Legătura T 118—T III 11

De regulă această legătură se va efectua.

În cazul în care se dorește schimbarea sensului de acționare pentru treptele 2 sau 3, se procedează astfel:

a) *pentru treapta a 2-a*:

Se comută legătura la T II8-T III 12 simultan cu folosirea a 2 contacte de rezervă ale releului CS II care se leagă în locul punților 9—10 și 11—12 (care se desfac) astfel ca să fie schimbată polaritatea de aducere a tensiunii la elementul PU.

b) În cazul în care se dorește schimbarea sensului pentru treapta a 3-a, se va folosi un contactor separat CSX, a cărui bobină se va cupla în paralel cu bobina CS III, iar cele 2 contacte inversoare ale lui CSX se vor lega identic cu cele ale lui CS II de la § 21.11 a; se comută și T II8-T III-11 la T II8-T III-12.

În dispoziție se vor da precizări numai în cazurile în care se folosesc variantele indicate la a) sau b).

În mod normal punțile 9—10 și 11—12 sînt efectuate.

Capitolul 22. PENTRU PROTECȚIA DE DISTANȚĂ LZ 32

22.1. Pentru organele de pornire, treptele de măsură, parametrii comuni ai protecției, cît și diferitele legături comutabile sînt valabile cele cuprinse în capitolul 21 pentru protecția de distanță LZ-31.

22.2. Pentru relcul de rezervă IB

Curentul primar de acționare al releului, în amperi.

În cazul în care acest releu nu se folosește, se va indica desfacerea legăturii de la bobina PTaE, iar legătura PTaE3-PTaE5 se va deschide, specificîndu-se și faptul că releul IB nu se va regla.

Capitolul 23. PENTRU PROTECȚIA DE DISTANȚĂ LZ3

Toate elementele cuprinse în capitolul 21, privitor la releul LZ 31 sînt valabile cu excepția bobinelor de compundaj X_R, X_S, X_T, care în cazul releului LZ3 nu există (cercul fiind cu centrul în origine).

Capitolul 24. PENTRU RELEUL DE BLOCAJ LA PENDULAȚIILE TIP YZ/L32.

24.1. *Pentru bobinele de compundaj XS și XR*

Impedanța secundară în ohmi/fază

24.2. *Pentru releul ZpK*

Impedanța secundară în ohmi/fază.

24.3. *Pentru reglajul celorlalte elemente ale releului*

Temporizarea rèleului PTaP (pentru blocarea releului de distanță la pendulații) de regulă 0,13 secunde.

Temporizarea releului PTr 0,2 (pentru anularea blocajului la pendulații) de regulă 0,1 secunde.

Temporizarea releului PTrP2 (pentru limitarea duratei de blocaj a releului de distanță) de regulă 1 secundă.

Releul PTrP5 (pentru prelungirea blocajului la pendulații) de regulă nu se folosește; în acest scop legătura de la bobina lui nu va fi efectuată.

În cazul folosirii acestui releu, ceea ce se va menționa în dispoziție, temporizarea lui se va regla la 5 secunde, iar legătura la bobina lui se va efectua.

Capitolul 25. PENTRU RELEUL DE BLOCAJ LA PENDULAȚII TIP YZ/L33

25.1. Pentru elementul Zp

Impedanța secundară în Ω/fază.

25.2. Pentru bobinele de compundaj Xg și Xs

Impedanța secundară în Ω/fază.

25.3. Pentru releul ZpK

Impedanța secundară în Ω/fază.

Capitolul 26. PENTRU RELEUL DE BLOCAJ LA PENDULAȚII TIP YZ/L 31

Pentru elementul Zp

Impedanța secundară în Ω/fază.
Pentru celelalte elemente vezi § 24.3.

Capitolul 27. PENTRU RELEUL DE RAR OZ-110

— Poziția comutatorului RAR, corespunzătoare regimului folosit. Cele 4 poziții sînt: fără RAR; RARM, RART; RARM+T.
— Pauza RARM (dacă este folosit)
— Pauza RART (dacă este folosit)

— Pentru RART felul controlului:

a) fără control.

b) cu controlul lipsei de tensiune (de obicei acest releu se reglează la 15 V în secundar)

c) cu controlul sincronismului (se reglează de obicei la $\varphi = 35°$).

— Timpul de blocaj (de obicei 20 s)

— Timpul, în secunde, admis pentru funcționarea în regim incomplet de faze ($t_k > t$ pauză RARM).

— Temporizarea aleasă pentru schema de control a sincronismului.

Dacă se consideră necesar se va preciza că această temporizare se referă la durata minimă în care se controlează menținerea sincronismului sau la intervalul maxim de timp admisibil între apariția tensiunii pe linie și sesizarea sincronismului.

De regulă temporizarea (în ambele variante menționate) se alege $t = 0,2$.

— Temporizarea de blocare a RAR-ului de la demarajul protecției (pentru liniile de 110 kV se poate lua $t = 0,4$ s, pentru liniile de 220 kV și 400 kV, $t = 0,3$ s.). În cazul în care se dorește efectuarea RAR și la declanșări în trepte superioare, se adoptă în mod corespunzător, o temporizare mai mare.

Capitolul 28. PENTRU RELEUL DE RAR OZ 111

Toate elementele care se dau sînt identice cu cele pentru releul OZ 110, ținînd cont că pauza de RARM minimum reglabilă este egală cu pauza de RART + 0,7 secunde.

Capitolul 29. PENTRU RELEUL RAR R19H480 (în diversele variante)

29.1. Modul de acționare al RAR-ului-

— RARM cu prelungirea treptei rapide înainte de RAR numai la defecte monofazate;

— RARM fără prelungirea treptei rapide;

— RARM + T;

— RARM+T cu prelungirea treptei rapide înainte de RAR la orice fel de defecte;

— RART;

Prelungirea treptei rapide înainte de RAR pentru defecte monofazate se poate realiza în 2 feluri;

— Treapta rapidă este prelungită în poziția de repaos și se scurtează dacă defectul nu este monofazat (Hinabschaltung);

— Treapta rapidă se prelungește odată cu demarajul monofazat al protecției de distanță (Hinaufschaltung). De obicei se folosește al 2-lea fel de prelungire (Hinaufschaltung) și în dispoziție se menționează doar dacă se dorește alt mod de prelungire.

29.2. Pauza de RAR în secunde (la releul R19H480 pînă la 1 secundă).

29.3. Temporizarea blocării RAR-ului — Wirkzeit — (temporizare de la demarajul protecției de distanță după care RAR-ul se blochează). Maximum 0,8 s.

Dacă se folosește prelungirea treptei rapide Wirkzeit se va regla la 0,3 s.

Capitolul 30. PENTRU PROTECȚIA HOMOPOLARĂ AOT + ASOT

Pentru fiecare treaptă de reglaj:

— curentul de acționare, în A primari

— direcția

— temporizarea

Protecția are 3 elemente de curent (2 reglabile ($2-5\ I_n$ și $0,8-2I_n$) și unul cu reglajul fix de $0,2\ I_n$) și 2 elemente de timp (0,2—3 s. și 0,4—6 s). Se poate realiza orice combinație curent-direcția-temporizare și în afara diapazonului $0,2 + 0,8\ I_n$. Pentru realizarea unui reglaj în acest diapazon este necesar un releu de curent suplimentar, ceea ce va trebui precizat prin dispoziție.

Anexa II

NORMATIV PENTRU PROIECTAREA INSTALAȚIILOR DE PROTECȚIE PRIN RELEE ȘI AUTOMATIZARE*)

1. Domeniul de aplicare

1.1. Prezentul normativ se aplică la proiectarea instalațiilor de protecție prin relee și de automatizare energetică, aferente părților componente ale sistemelor energetice (generatoare transformatoare, compensatoare sincrone, motoare electrice, linii, cabluri și bare) și sistemelor energetice în ansamblu.

Prezentul normativ se aplică la toate instalațiile electrice arătate, avînd tensiunea nominală între 0,1 și 400 kV, cu excepția generatoarelor și transformatoarelor care au puterea nominală peste 400 MVA.

1.2. Instalațiile care la data intrării în vigoare a prezentului normativ sînt executate, în curs de execuție sau au cel puțin una din fazele de proiectare aprobate și elaborate în conformitate cu alte prescripții, urmează a fi adaptate la prezentul normativ numai în măsura în care, în condiții normale de exploatare, există un pericol evident de incendiu sau se periclitează grav sănătatea celor ce deservesc aceste instalații și nu se pot lua alte măsuri pentru evitarea unor astfel de situații.

Adaptările necesare se stabilesc de către conducerea tehnică a fiecărei întreprinderi; pentru instalațiile ale căror protecții au reglajele fixate de Dispecerul Național se va cere și avizul acestui organ.

1.3. Părțile componente ale unei instalații de protecție sau de automatizare, care fac obiectul acestui normativ sînt următoarele:

a) releele și dispozitivele de protecție sau de automatizare;

b) circuitele care leagă transformatoarele de măsură cu releele sau dispozitivele de protecție și automatizare, incluzînd toate elementele intermediare (blocuri de încercare, transformatoare de egalizare, transformatoare de saturație, rezistențe, redresoare etc.);

c) circuitele fizice (cabluri — pilot sau telefonice) sau căile de transmisie prin curenți purtători, precum și aparatele de racord care fac legătura între două sau mai multe dispozitive de protecție ale unei aceleiași linii;

d) circuitele operative de alimentare a releelor și a dispozitivelor de protecție și de automatizare;

e) dispozitivele de semnalizare a perturbațiilor și a comportării protecției prin relee.

În afara elementelor de la punctele a-e, de instalațiile de protecție prin relee și automatizare sînt legate funcțional și următoarele echipamente sau elemente aparținînd constructiv altor echipamente, cu care se condiționează, reciproc;

f) transformatoarele de măsură (curent sau tensiune) la care sînt legate releele de protecție și de automatizare;

g) circuitele electrice din dispozitivele de acționare a întreruptoarelor;

h) bloc — contactele întreruptoarelor sau separatoarelor prin care trec circuitele de tensiune alternativă de la transformatoarele de măsură și circuitele de curent continuu;

i) sursele de tensiune operativă.

1.4. Se înțeleg prin relee de protecție aparatele care la abaterea în sensul creșterii sau descreșterii unei mărimi electrice (curent, tensiune, impedanță, frecvență etc) față de o valoare reglată, abatere provocată de apariția unei defectări a instalației sau a unei stări anormale de funcționare, comandă separarea părții de instalație defectă pentru a reduce la minimum posibil urmările locale ale defectării și întreruperea alimentării consumatorilor sau semnalizează apariția unei stări anormale, astfel încît să dea personalului de supraveghere posibilitatea unei acționări corespunzătoare.

---

* MEE — PE 501/77

1.5. Se înțeleg prin relee sau dispozitive de automatizare, în sensul prezentului normativ, aparatele destinate efectuării următoarelor operații principale;

— repunerea în funcțiune a liniilor de transport sau distribuție, în cazul unor defecte trecătoare sau asigurarea continuității alimentării consumatorilor prin căi de rezervă, în cazul ieșirii accidentale din funcțiune a căii principale de alimentare;

— limitarea extinderii în rețea a stărilor anormale apărute în sistem, ca urmare a unor abateri de la parametrii normali de funcționare sau a unor funcționări incorecte a întreruptoarelor;

— reglarea automată a unor parametri ai sistemului energetic.

1.6. Se numesc relee primare, releele destinate protecției contra suprasarcinilor sau scurtcircuitelor, care se montează direct pe întrerupător, iar bobina lor este străbătută de curentul care trece prin instalația protejată. Ele se numesc directe atunci cînd comandă declanșarea întreruptorului acționînd prin intermediul unei tije izolante asupra dispozitivului mecanic de declanșare a întreruptorului sau prin deszăvorirea directă a mecanismului de declanșare. Ele se numesc indirecte cînd provoacă declanșarea întreruptorului, acționînd asupra circuitului de curent operativ ce alimentează bobina electromagnetului de declanșare.

1.7. Se numesc relee secundare, releele de protecție care au bobinele alimentate de la înfășurările secundare ale transformatoarelor de măsură.

Ele pot fi directe sau indirecte, în conformitate cu cele arătate la punctul *1.6.* În tot cuprinsul acestui normativ, cînd nu se va specifica altceva, prin relee se vor înțelege releele secundare indirecte.

1.8. Se înțelege prin protecție de bază, protecția destinată să acționeze, cu timpul minim posibil la defectele care apar în limitele instalației (elementului) protejat.

1.9. Se înțelege prin protecție de rezervă, protecția care înlocuiește protecția de bază a propriului element cînd acesta refuză să acționeze. În anumite situații această protecție poate constitui și o rezervă a protecției elementelor din aval (în sensul de la sursă spre locul de defect, cînd acestea nu acționează).

1.10. În normativul de față se folosesc următorii termeni pentru indicarea gradului de obligativitate a prevederilor:

— „trebuie", „este necesar", „urmează" indică obligativitatea strictă a respectării prevederilor în cauză;

— „de regulă" indică faptul că prevederea respectivă trebuie să fie aplicată în majoritatea cazurilor, iar nerespectarea prevederii este permisă cu justificarea ei în proiect;

— „se recomandă" indică o soluționare preferabilă care trebuie avută în vedere la alegerea soluției, dar care nu este obligatorie;

— „se admite" indică o soluționare satisfăcătoare care poate fi aplicată în situații particulare, fiind obligatorie justificarea ei în proiect.

2. Condiții generale pentru protecția prin relee

2.1. Instalațiile electrice trebuie să fie dotate cu dispozitive de protecție prin relee pentru:

a) deconectarea automată a întreruptoarelor instalației protejate în cazul în care în cuprinsul acesteia apare un defect sau o stare anormală, care ar putea provoca deteriorarea fie a ei, fie a instalațiilor vecine;

b) scoaterea din funcțiune a unor instalații în cazul în care în sistemul energetic sau într-o parte a lui apar astfel de situații care pot avea ca efect imediat ieșiri necontrolate din funcțiune ale altor instalații mai importante sau ale unor părți din sistem (de exemplu, în cazul scăderii tensiunii sub limita admisibilă la bornele unor consumatori importanți);

c) semnalizarea abaterilor nepermise de la regimul normal al instalației protejate (de exemplu, punerea monofazată la pămînt în rețelele compensate sau cu neutrul izolat).

2.2. Pentru ieftinirea și simplificarea instalațiilor electrice din rețea cu tensiunea mai mică decît 1000 V se recomandă folosirea siguranțelor fuzibile în locul întreruptoarelor automate și a protecției prin relee, în următoarele cazuri:

a) cînd parametrii lor nominali de fabricație (tensiunea și curentul nominal, curentul de rupere etc.) corespund pentrn instalația protejată;

b) cînd se asigură selectivitatea și sensibilitatea necesare instalației electrice respective;

c) cînd nu se limitează operativitatea de manevrare (de exemplu, comanda la distanță) sau posibilitatea de restabilire a alimentării consumatorilor prin RAR sau AAR.

2.3. Dispozitivele de protecție prin relee trebuie să acționeze în timpul minim necesar pentru întreruperea scurtcircuitelor, ținînd seama de stabilitatea sistemului energetic, de funcționarea selectivă a protecției și a dispozitivelor prevăzute pentru rezervă de întreruptor, de stabilitatea termică a utilajului străbătut de curentul de defect, de puterea de rupere a întreruptoarelor, precum și de funcționarea cît mai stabilă a instalațiilor electrice ale consumatorilor la scăderea tensiunii din cauza scurtcircuitelor.

2.4. Sistemele de protecție prin relee care comandă declanșări trebuie să asigure selectivitatea acționării, astfel încît, în cazul defectării unui element din instalație, să-l separe pe acesta de restul instalației, prin deconectarea celor mai apropiate întreruptoare.

Pentru a se asigura separarea defectului și restabilirea alimentării consumatorilor în cel mai scurt timp, se admite funcționarea neselectivă a protecției prin relee cu condiția corectării prin intervenția imediată a instalațiilor de automatizare.

2.5. Protecția prin relee trebuie să prezinte siguranță în funcționare prin folosirea schemelor celor mai simple cu un număr minim de relee, circuite și contacte, care să asigure calitățile tehnice necesare. În acest scop, la stabilirea structurii protecției nu trebuie să se țină seamă de defectele din istalații sau coincidențele de defecte, a căror ivire este puțin probabilă. La alegerea schemelor primare ale instalațiilor electrice, trebuie să se țină seama și de condițiile necesare pentru asigurarea unei protecții prin relee simple și sigure și de posibilitatea prevenirii sau lichidării deranjamentelor prin mijloace de automatizare.

2.6. Protecția prin relee, care conține relee alimentate de la transformatoare de tensiune și care ar putea lucra intempestiv în cazul dispariției simetrice sau nesimetrice a tensiunilor prin arderea siguranțelor sau întreruperea circuitelor de tensiune, trebuie prevăzută cu un dispozitiv de blocare a funcționării ei (în aceste cazuri) și de semnalizare a dispariției tensiunii.

De regulă, acțiunea acestui blocaj trebuie să fie anulată în mod automat pentru a permite funcționarea protecției, dacă peste deranjamentul din circuitele de tensiune se suprapune un scurtcircuit în instalația protejată.

2.7. Protecțiile din rețelele cu tensiunea de 110 kV și mai mult trebuie să fie prevăzute cu dispozitive care să blocheze acționarea lor la pendulări, atunci cînd în locurile din rețea în care sînt instalate aceste protecții se pot produce pendulări care ar putea provoca deconectări greșite prin protecție.

2.8. Acționarea protecției prin relee și a automatizărilor trebuie să fie semnalizată prin dispozitive optice incluse în relee și (sau) prin dispozitive de semnalizare separate.

În cazul protecțiilor sau automatizărilor care comandă declanșări, semnalizarea trebuie făcută separat pentru fiecare tip de protecție.

2.9. Pentru analiza perturbațiilor apărute în rețea și a modului cum acestea au fost lichidate de protecție, trebuie prevăzute în instalațiile cu tensiuni de 220 kV și mai mult aparate speciale de înregistrare (oscilo perturbografe). De regulă, se va prevedea cîte un aparat la două celule pentru stațiile de 220 kV și 400 kV și cîte un aparat pentru fiecare bloc generator — transformator la unități cu puteri de 200 MW și mai mult.

2.10. Fiecare element (linie, generator, etc.) trebuie prevăzut cu o protecție care să acționeze rapid și selectiv la apariția oricărui tip de scurtcircuit în cuprinsul elementului respectiv (protecție de bază).

Se admite ca această protecție, în funcție de principiul ei de funcționare, să acționeze temporizat și selectiv în caz de defect pe elementele vecine.

2.11. Fiecare element va trebui prevăzut și cu o protecție de rezervă separată. Fac excepție de la această prevedere liniile radiale din rețelele de distribuție cu tensiunea pînă la 35 kV, transformatoarele cu puterea pînă la 1 000 kVA, fără protecții de gaze, și motoarele electrice în condițiile indicate la cap. 11. La instalațiile enumerate se va prevedea, de regulă, o singură protecție.

Pentru simplificarea schemelor de protecție se admite ca protecția de rezervă să fie sensibilă numai la defectele cele mai frecvente.

2.12. Aprecierea sensibilității protecției prin relee se face prin coeficientul de sensibilitate, care se determină după cum urmează:

— pentru protecțiile care lucrează pe baza unor parametri care cresc în caz de defect, ca raportul între parametrul calculat pentru un scurtcircuit metalic la limita zonei protejate și parametrul de reglaj al protecției;

— pentru protecțiile care lucrează pe baza unor parametri care scad în caz de defect — raportul invers celui de mai sus.

În ambele cazuri, parametrii de defect trebuie calculați pentru tipurile de defect cele mai defavorabile, în regimurile cele mai dezavantajoase, realmente probabile în exploatare.

Nu trebuie luate în considerare regimurile de funcționare cu o mică probabilitate de apariție.

În cazurile în care nu se pot aprecia regimurile cele mai dezavantajoase, se vor lua în considerare regimurile maxime corectate cu un coeficient 0,6 — 0,7.

2.13. Pentru coeficienții de sensibilitate ai protecțiilor se recomandă următoarele valori minime:

a. Pentru protecțiile maximale netemporizate ale generatoarelor și motoarelor, reglate în funcție de curenții de scurtcircuit: 2 pentru scurtcircuit în locul de montare a protecției.

b. Pentru protecțiile maximale de curent, reglate în funcție de curentul de sarcină, cu sau fără blocaj de tensiune minimă, ale tuturor elementelor din sistem și pentru protecțiile cu filtru de succesiune inversă: 1,5 pentru scurtcircuit față de prima bară.

c. Pentru elementul de pornire al protecțiilor maximale de curent direcționate: 1,5 pentru scurtcircuit pe prima bară.

d. Pentru protecțiile de distanță:

— 1,5 pentru elementele de pornire de orice tip,

— 1,2 pentru organul de măsură în treapta a doua care servește ca protecție a ultimei porțiuni a liniei protejate pînă la barele primei stații.

e. Pentru protecțiile diferențiale longitudinale ale generatoarelor, transformatoarelor, blocurilor, liniilor, cablurilor și pentru protecția diferențială a barelor: 1,5.

f. Pentru protecțiile diferențiale transversale cu blocaj direcțional ale liniilor paralele:

— 2 pentru elementele de pornire (curent sau tensiune) împotriva scurtcircuitelor între fază și pămînt, înainte de deconectarea de la un capăt a liniei defecte

— 1,5 pentru aceleași elemente, după deconectarea de la un capăt al liniei defecte.

g. Pentru protecțiile selective împotriva punerilor la pămînt în rețelele compensate sau cu neutrul izolat;

— 1,25 pentru cabluri

— 1,5 pentru linii aeriene

În calculul sensibilității protecțiilor maximale la duble puneri la pămînt se va lua în considerare o rezistență de trecere astfel:

— în cazul rețelelor constituite numai din linii aeriene, 40 Ω (2 × 10 Ω)

— în cazul rețelelor constituite numai din linii în cablu, 0 Ω

— în cazul rețelelor mixte (linii aeriene și în cablu) verificarea sensibilității protecției liniilor în cablu se va face considerînd o rezistență de trecere de 2 × 20 Ω.

2.14. Pentru protecțiile maximale ale liniilor reglate în funcție de curenții de scurtcircuit (secționare de curent), lungimea zonei protejate trebuie să fie cel puțin 15—20% din lungimea întregii linii în regim normal de funcționare.

2.15. La transformatoarele de curent care alimentează protecțiile împotriva scurtcircuitelor, pentru a nu se depăși valorile normale (de 5 sau 10%) ale erorii compuse ale acestor transformatoare trebuie verificat ca sarcina lor secundară reală să nu depășească valoarea nominală.

Se admite depășirea sarcinii normale numai în cazurile în care aceasta nu duce la o acționare greșită sau neselectivă a protecției.

2.16. Se admite alimentarea releelor de protecție și de la înfășurările secundare la care sînt conectate aparate de măsură, cu condiția satisfacerii prevederilor de la punctul 2.15.

2.17. Pentru funcționarea sigură a protecției se va verifica și faptul ca pe circuitul operativ la care este conectată bobina de declanșare, căderea de tensiune să nu depășească valoarea admisibilă. Tensiunea minimă de acționare a releelor cu curent operativ continuu trebuie să fie, de regulă, de cel puțin 0,75 U_{nom}.

2.18. Pentru alimentarea circuitelor de tensiune ale protecțiilor, în locul transformatoarelor de tensiune, conectate la tensiunea elementului protejat, se admite să se folosească, luîndu-se măsurile de corecție necesare, transformatoare de tensiune conectate la altă tensiune, dacă motive de sensibilitate o cer.

2.19. Circuitele de tensiune ale protecțiilor pot fi alimentate fie de la transformatoare de tensiune inductive, fie de la transformatoare de tensiune capacitive; în acest caz se verifică condițiile de precizie în regim tranzitoriu, specificate de către constructorul releelor.

2.20. Protecția prin relee primare sau secundare, cu sursă de curent operativ alternativ, se va putea folosi dacă se realizează condițiile de sensibilitate și selectivitate necesare și dacă prin aceasta se obține o simplificare și o ieftinire a instalației sau o reducere a cheltuielilor de exploatare.

2.21. Pentru protecția împotriva scurtcircuitelor se poate folosi ca sursă de curent operativ alternativ, atunci cînd dispozitivul de acționare a întreruptorului o permite, una din soluțiile:

— transformatoarele de curent ale elementului protejat cu limitarea curentului prin bobina de declanșare, dacă aceasta este necesar, cu ajutorul transformatoarelor cu saturație.

— blocuri de alimentare conectate la transformatoarele de curent și de tensiune.

2.22. Pentru protecțiile de orice fel se pot folosi drept surse de curent operativ alternativ dispozitive cu condensatoare, transformatoare de tensiune sau bare de joasă tensiune, cu condiția ca, în caz de defect în elementul protejat, tensiunea acestora să nu scadă sub valoarea minimă care să asigure acționarea bobinei de declanșare.

2.23. Dispariția tensiunii operative pentru protecția prin relee trebuie să fie semnalizată și nu trebuie să producă declanșarea întreruptorului prin acționarea greșită a protecției.

2.24. În circuitele de curent operativ în care pot apărea supratensiuni de comutare, se vor lua măsurile necesare pentru reducerea acestora, de exemplu prin rezistența de șuntare la bobinele cu inductanță mare.

2.25. La protecțiile comparative, circuitele fizice de legătură între releele de la cele două capete ale elementului protejat trebuie să satisfacă următoarele condiții;

— să aibă o impedanță, respectiv o rezistență, suficient de mică, pentru a încărca cît mai puțin transformatoarele de măsură, în cazul circuitelor de curent alternativ și pentru a nu produce o cădere de tensiune inadmisibilă, în cazul circuitelor de curent continuu

— orice defecțiune în circuite (întrerupere sau scurtcircuite) să nu aibă ca efect o funcționare eronată a protecției și să fie semnalizată);

— să fie prevăzute acolo unde este cazul, cu măsuri speciale contra influenței circuitelor de forță de înaltă tensiune care ar putea duce fie la acționări false ale protecției, fie la periclitarea instalațiilor de joasă tensiune, legate la aceste circuite, sau a personalului de exploatare.

2.26. Circuitele secundare ale schemelor de protecție și de automatizare trebuie prevăzute cu dispozitive sau cleme speciale care să permită încercarea protecției sau automatizării fără scoaterea de sub tensiune a elementului primar și fără a se scoate conductoarele de legătură din clemele de șir sau de la bornele aparatelor.

2.27. Toate instalațiile de protecție prin relee și de automatizare, care trebuie scoase din funcțiune din motive de exploatare, trebuie prevăzute cu dispozitive speciale care să permită scoaterea lor din funcțiune de către personalul din exploatare, fără a scoate conductoarele introduse în clemele aparatelor și fără a distruge plombele releelor.

2.28. În vederea ridicării gradului de siguranță a schemelor de protecție și de automatizare se vor realiza, de regulă, următoarele separări între circuite:

— între circuitele protecțiilor de bază și de rezervă ale fiecărui element în parte, prin alimentarea protecțiilor de bază și de rezervă de la înfășurările separate ale transformatoarelor de curent;

— între circuitele protecțiilor individuale și cele aferente protecțiilor și automatizărilor comune mai multor elemente (protecții de bare, DAS etc.).

Separarea circuitelor se va realiza prin blocuri de încercare, relee intermediare de ieșire și dispozitive de deconectare separate; în cazul în care întreruptoarele au două bobine de declanșare, circuitele de acționare ale acestora vor fi alimentate de la siguranțe separate.

Circuitele operative de curent continuu aferente protecțiilor sau automatizărilor comune mai multor elemente vor fi alimentate prin siguranțe separate de cele ale protecțiilor individuale ale elementelor. Alimentarea cu curent continuu a protecțiilor transformatoarelor se va face în așa fel încît instalațiile de protecție aferente părții de înaltă tensiune să nu fie afectate de defecte apărute în instalațiile de protecție aferente părții de tensiune inferioară.

2.29. La amplasarea aparatelor și circuitelor protecției prin relee se vor respecta, de regulă, următoarele prevederi:

a. Pe panourile de protecție se vor monta numai aparatele și circuitele aferente celulei respective, care sînt conectate la siguranțele elementului protejat.

b. Dispozitivele de teleprotecție se vor monta pe panouri separate, amplasate astfel:

— în cabine de relee, la stațiile cu dispunere descentralizată a protecțiilor

— în camera de comandă, la stațiile cu dispunere centralizată a protecțiilor

— în camera de telecomunicații, la stațiile echipate cu instalații de telecomunicații prin înaltă frecvență (pentru teleprotecția cu î.f.).

c. Releele aferente fiecărui element al protecției diferențiale de bare se vor monta astfel:

— pe panourile de protecție ale elementului respectiv, la stațiile cu dispunere centralizată a protecțiilor

— pe panourile protecției diferențiale de bare, la stațiile de dispunere descentralizată a protecțiilor.

Pe circuitele de declanșare de la protecțiile comune mai multor elemente (protecție de bare, DRRI și DAS) vor fi prevăzute:

— un dispozitiv de deconectare general, montat pe panoul protecției respective

— dispozitive de deconectare individuale, montate pe panourile de protecție individuale.

3. Protecția generatoarelor sincrone

3.1. Generatoarele trebuie prevăzute cu protecții prin relee împotriva următoarelor defecte sau regimuri anormale de funcționare, în condițiile arătate la paragrafele acestui capitol:

a) scurtcircuite polifazate în înfășurarea statorului

b) punere la pămînt în înfășurarea statorului

c) scurtcircuite între spirele aceleiași faze din înfășurarea statorului

d) supracurenți în înfășurarea statorului, provocați de scurtcircuite exterioare și de suprasarcini nesimetrice

e) supracurenți în înfășurarea statorului, provocați de suprasarcini simetrice

f) creșterea tensiunii înfășurării statorice

g) punerea la pămînt într-un singur punct al circuitului de excitație

h) punerea la pămînt într-un al doilea punct a circuitului de excitație

i) pierderea excitației și funcționarea în regim asincron, cu sau fără excitație

j) funcționarea în regim de motor.

3.2. Protecția împotriva scurtcircuitelor polifazate în înfășurarea statorului se va realiza în funcție de puterea și construcția generatorului, astfel:

a. La generatoarele cu putere pînă la 6 MW și care lucrează în paralel cu alte generatoare sau cu sistemul, cu o protecție instantanee de curent (secționare de curent), legată la transformatoarele de curent dinspre bare ale generatorului și reglată în funcție de curentul dat de generator la un scurtcircuit trifazat pe bare. În cazul în care sensibilitatea acestei protecții este nesatisfăcătoare, se va prevedea o protecție diferențială longitudinală.

b. Pentru generatoarele avînd aceeași putere ca la punctul a, dar funcționează izolat și au accesibile capetele înfășurărilor spre neutru, se va folosi o protecție maximală legată la transformatoarele de curent, montate pe partea neutrului.

c. Generatoarele cu puterea peste 6 MW inclusiv vor avea o protecție diferențială longitudinală. În zona acestei protecții trebuie să intre, în afară de înfășurările generatorului, și legăturile acestuia cu barele colectoare la care este conectat. Protecția diferențială longitudinală va fi realizată cu relee care să permită reglarea curentului de pornire a protecției sub curentul nominal al generatorului, cu excepția turbogeneratoarelor pînă la 50 MW, la care se admite ca valoarea curentului de pornire să fie pînă la (1,3 ... 1,4) I_{nom}.

Protecția împotriva scurtcircuitelor polifazate în înfășurarea statorului va comanda declanșarea întreruptorului principal, a întreruptorului dispozitivului de dezexcitare rapidă și a întreruptoarelor unor eventuale derivații de la bornele generatorului. Protecția va comanda, de asemenea, punerea în funcțiune a instalației de stingere a incendiului, la generatoarele prevăzute cu asemenea instalații.

3.3. Protecția generatoarelor împotriva punerilor la pămînt în înfășurarea statorică se va realiza astfel:

a) La generatoarele conectate la barele colectoare se vor folosi, de regulă, protecții selective de curent sau de putere homopolară.

În cazul generatoarelor cu putere pînă la 6 MW, care sînt legate galvanic la o rețea la care curentul de punere la pămînt nu depășește 5 A, se admite utilizarea pentru semnalizarea punerilor la pămînt a dispozitivului de control al izolației instalației barelor colectoare.

În acest caz se va urmări prin măsurători și încercări profilactice periodice starea izolației înfășurărilor statorice.

În cazul generatoarelor cu putere peste 6 MW inclusiv, conectate la o rețea al cărei punct neutru este tratat cu bobină de compensare, se recomandă utilizarea unor protecții care folosesc curentul rezidual activ, provocat de pierderile active prin bobina de compensare sau curentul creat artificial prin conectarea unei rezistențe ohmice la înfășurarea în triunghi deschis a unui transformator de măsură special.

Protecția împotriva punerilor la pămînt în înfășurarea statorică va comanda declanșarea aceloraşi întreruptoare și instalații ca și protecția de la punctul 3.2, dacă curentul de punere la pămînt este de cel puțin 5 A; dacă acest curent este mai mic de 5 A, protecția va acționa numai asupra semnalizării.

b) La generatoarele bloc cu transformatoare, modul de realizare a protecției este indicat la punctul 5.4.

3.4. Protecția împotriva scurtcircuitelor între spire se prevede în cazul în care înfășurarea statorică are două căi separate paralele pe fază și cînd generatorul are scoase capetele înfășurărilor cel puțin la 9 borne. Dacă înfășurările statorului sînt conectate în stea, se recomandă ca protecția să se realizeze cu un releu de curent desensibilizat față de armonica a treia, conectat la un transformator de curent montat de conductorul de legătură între cele două stele. Protecția va acționa ca la punctul 3.2.

3.5. Protecția generatoarelor împotriva scurtcircuitelor exterioare se va executa diferențiat, în funcție de puterea lor, astfel:

a. Generatoarele cu puterea pînă la 50 MW se protejează împotriva curenților de scurtcircuit simetrici și nesimetrici cu o protecție maximală temporizată, legată la transformatoarele de curent de pe partea punctului neutru, completată cu blocaj de tensiune minimă.

Blocajul de tensiune minimă va fi realizat cu trei relee conectate la tensiunile între faze sau cu un releu de tensiune minimă de secvență directă, conectat la tensiunea inversă, care întrerupe tensiunea de alimentare a releului precedent.

Pentru generatoarele pînă la 6 MW, se poate renunța la blocajul de tensiune minimă, utilizîndu-se o protecție maximală de curent, temporizată simplă, al cărei curent de lucru se va regla în funcție de curentul de sarcină.

b. Generatoarele cu puterea de 50 MW și mai mari vor fi prevăzute cu o protecție împotriva scurtcircuitelor și suprasarcinilor nesimetrice, completată cu o protecție împotriva scurtcircuitelor trifazate.

Protecția împotriva scurtcircuitelor și suprasarcinilor nesimetrice se realizează ținînd seama de capacitatea de supraîncărcare a generatorului în regim nesimetric, exprimată prin produsul $A = I_2^2 t$, dat de producătorul generatorului (I_2 fiind curentul de secvență inversă exprimat în unități relative, iar t, timpul admisibil pentru trecerea curentului I prin înfășurarea statorului).

Se recomandă în acest scop folosirea unui releu maximal de curent de secvență inversă cu caracteristica dependentă.

Se admite realizarea acestor protecții și cu relee maximale independente, temporizate în mai multe trepte, pentru a se realiza o curbă de acționare apropiată de cea admisibilă indicată de furnizor. În acest caz se recomandă ca treapta cea mai sensibilă să comande semnalizarea.

Protecția împotriva scurtcircuitelor trifazate se va realiza la generatoarele pînă la 200 MW cu un releu maximal de curent și blocaj de minimă tensiune (realizat cu un singur releu de tensiune minimă), iar pentru generatoarele de 200 MW și mai mult se va prevedea, de regulă, o protecție de impedanță minimă.

Protecția împotriva scurtcircuitelor exterioare comandă declanșarea temporizată a întreruptorului principal, a întreruptorului dispozitivului de dezexcitație rapidă a și întreruptoarelor unor eventuale derivații de la bornele generatorului.

3.6. Protecția generatoarelor împotriva curenților provocați de suprasarcini simetrice se va realiza, de regulă, în execuție monofazată, în modul următor:

a. cu protecția de curent cu elemente termice

b. cu protecție maximală de curent temporizată

Oricare din aceste protecții comandă semnalizarea.

În cazul generatoarelor din centralele hidroelectrice fără personal de exploatare, protecția de suprasarcină va comanda declanșarea cu o temporizare de 5—10 min.

Această soluție poate fi completată, acolo unde este posibil, cu o instalație suplimentară care, cu un timp mai scurt, descarcă generatorul.

3.7. Protecția împotriva creșterii tensiunii în înfășurarea statorică se prevede:

a. la toate hidrogeneratoarele

b. la turbogeneratoarele cu puterea mai mică de 50 MW, cu excitație statică sau cu excitație de înaltă frecvență

c. la turbogeneratoarele cu puteri de 50 MW și mai mult.

Protecția se realizează, de regulă, cu un releu de tensiune maximă, independent de frecvență, care comandă temporizat declanșarea întreruptoarelor conform punctului 3.5.

3.8. Protecția generatoarelor împotriva primei puneri la pământ în circuitele de excitație se face pentru generatoarele având puterea de la 6 MW în sus, cu relee care comandă semnalizarea.

În generatoarele cu puterea mai mică de 6 MW se admite detectarea punerilor la pământ prin măsurători periodice de izolație.

3.9. Protecția împotriva celei de a doua puneri la pământ în circuitul de excitație se prevede la generatoarele la care sînt îndeplinite următoarele condiții:

— furnizorul generatorului admite o funcționare de durată cu o primă punere la pământ

— schema electrică și caracteristicile constructive ale circuitelor de excitație permit realizarea unei protecții simple și sigure

— generatoarele funcționează într-o centrală cu personal permanent de exploatare

— generatorul nu are răcire cu hidrogen.

Protecția se realizează cu o instalație comună pentru 1—5 generatoare de același tip racordîndu-se numai la generatorul care a prezentat o primă punere la pământ în circuitul de excitație. Protecția va comanda declanșarea ca la punctul 3.5.

3.10. Generatoarele echipate numai cu protecție împotriva primei puneri la pământ conform punctului 3.8 vor trebui descărcate și deconectate de la rețea, pentru a fi controlate, ca urmare a semnalizării apariției primei puneri la pământ.

3.11. La generatoarele cu putere de 50 MW și mai mult se vor prevedea protecții speciale împotriva pierderii excitației și funcționării în regim asincron fără excitație.

Protecția împotriva pierderii excitației se realizează de regulă cu un releu de reactanță capacitivă, care va comanda declanșarea ca la punctul 3.5 cu o temporizare determinată de durata admisibilă de mers în regim asincron, indicată de constructorul mașinii sau de condițiile de sistem.

La generatoarele la care constructorul admite funcționarea temporară în regim asincron, protecția împotriva pierderii excitației va putea fi realizată cu acționarea asupra semnalizării. În aceste cazuri, personalul de exploatare va aplica măsurile necesare pentru respectarea limitărilor indicate de constructorul generatorului în ceea ce privește durata și sarcina admisibilă pentru funcționarea în regim asincron.

Protecția împotriva funcționării în regim asincron se realizează în cadrul instalației de reglare automată a tensiunii, după cum se arată la punctul 18.4.

3.12. La generatoarele cu puteri de 50 MW și mai mult se va prevedea limitarea duratei de forțare a excitației, cu excepția cazurilor în care acest lucru este realizat în dispozitivul de reglaj al excitației. După trecerea timpului reglat, protecția va acționa ca la punctul 3.5.

3.13. Protecția împotriva funcționării în regim de motor (protecția de întoarcere de putere) se prevede la generatoarele având puterea de 6 MW și mai mult, cu excepția hidrogeneratoarelor antrenate de turbine Pelton.

Protecția se va realiza cu un releu direcțional de putere activă și va comanda declanșarea ca la punctul 3.5. după cum urmează:

a. Cu o singură treaptă de timp, condiționat de funcționarea protecției tehnologice sau de închidere a ventilului de închidere rapidă (VIR) și a ventilelor prizelor intermediare (la turbinele de contrapresiune) — la generatoarele cu puteri sub 50 MW; temporizarea se va regla în funcție de perioada pendulațiilor posibile între generator și sistem.

b. Cu două trepte, la generatoarele cu puteri de 50 MW sau mai mult; prima treaptă de timp se realizează ca la punctul a, iar cea de a doua treaptă, cu temporizare mai mare, va fi independentă.

3.14. Toate generatoarele cu puteri peste 1 MW vor fi prevăzute cu un dispozitiv de dezexcitare automată rapidă (ADR) care comută, în urma unei comenzi manuale sau automate de la protecție, excitația generatorului pe rezistența de stingere a cîmpului (fără întreruperea curentului) și introduce o rezistență în circuitul înfășurării de excitație.

3.15. Protecția generatoarelor cu puteri pînă la 1,5 MW și cu tensiunea pînă la 500 V inclusiv poate fi realizată după o schemă simplificată, conținînd numai relee maximale temporizate care să fie conectate, dacă acest lucru este posibil, la transformatoarele de curent dinspre neutrul generatorului.

3.16. Protecțiile electrice care comandă acționarea întreruptorului dispozitivului de dezexcitare rapidă vor comanda și oprirea rapidă a turbinei, cu excepția protecției împotriva pierderii excitației și a protecț ei împotriva creșterii tensiunii statorice, pentru protecția împotriva funcționării în regim de motor se va ține seama de indicațiile date la punctul 3.13.

De asemenea, protecțiile turbinei, și anume: protecția de deplasare axială și de presiune minimă de ulei, vor acționa la declanșarea rapidă a întreruptoarelor generatorului și a întreruptorului dispozitivului de dezexcitare rapidă.

4. Protecția transformatoarelor

4.1. Prevederile acestui capitol se aplică tuturor tipurilor de transformatoare de putere, inclusiv autotransformatoarelor.

4.2. Transformatoarele trebuie prevăzute cu protecții prin relee împotriva următoarelor defecte sau regimuri anormale de funcționare:

a) scurtcircuite polifazate între înfășurări sau între bornele acestora
b) scurtcircuite între spirele aceleași înfășurări
c) scurtcircuite monofazate, în rețelele cu neutrul legat direct la pămînt
d) supracurenți prin înfășurări provocați de scurtcircuite exterioare
e) supracurenți prin înfășurări, provocați de suprasarcini, dacă acestea sînt posibile
f) scăderea nivelului uleiului și degajări de gaze provocate de defecte în interiorul cuvei
g) supratemperaturi

Protecțiile împotriva defectelor și a regimurilor anormale de funcționare enumerate mai sus vor comanda deconectarea transformatorului sau semnalizarea în condițiile indicate mai jos pentru diferitele tipuri de protecții.

4.3. Pentru transformatoarele cu putere de 1 000 kVA și mai mari, trebuie să se prevadă o protecție de gaze împotriva defectelor din interiorul cuvei (sau cuvelor) transformatorului care provoacă degajare de gaze și o protecție împotriva scăderii nivelului uleiului. Protecția de gaze se va prevedea și pentru transformatoarele din centrale, stații și posturi de transformare avînd puteri cuprinse între 100 și 1 000 kVA, în condițiile în care este asigurată sursa operativă de curent continuu, iar transformatoarele sînt echipate cu întreruptoare pe partea tensiunii superioare.

Protecția de gaze trebuie să comande semnalizarea în cazul unor slabe degajări de gaze și al scăderii nivelului uleiului și declanșarea tuturor întreruptoarelor proprii ale transformatorului, în cazul degajărilor intense de gaze. Protecția împotriva scăderii nivelului uleiului va fi realizată cu un releu de nivel, montat pe conservatorul transformatorului.

Se admite ca protecția de gaze să comande semnalizarea (printr-un semnal separat), în cazul degajărilor intense de gaze, în următoarele situații:

a. La transformatoarele coborîtoare cu puteri pînă la 1 600 kVA inclusiv, cu întreruptoare pe partea alimentării, cu condiția existenței unei protecții împotriva scurtcircuitelor din transformator cu timp de acționare de maximum 0,5 s.

b. La transformatoarele coborîtoare cu puteri pînă la 6 300 kVA inclusiv, fără întreruptoare pe partea alimentării, cu condiția ca protecția elementului apropiat dinspre partea alimentării să comande deconectarea scurtcircuitului din transformator cu timpul de maximum 0,5 s.

4.4. Pentru protecția împotriva scurtcircuitelor interioare și la borne trebuie să se prevadă:

a. O protecție maximală de curent netemporizată (secționare de curent), instalată pe partea alimentării la transformatoarele cu puteri mai mici decît 10 MVA, dacă protecția maximală temporizată are o temporizare peste 1 s.

Secționarea de curent se instalează, de regulă, pe două faze, la înfășurările alimentate din rețelele cu neutrul izolat sau compensat și pe trei faze, la cele din rețelele cu neutrul legat direct la pămînt.

b. O protecție diferențială longitudinală, la transformatoarele cu puteri de 10 MVA sau mai mari. Se admite prevederea acestei protecții și la transformatoarele cu puteri sub 10 MVA, în cazul funcționării în paralel a transformatoarelor (în scopul deconectării selective a transformatorului defect), precum și la transformatoarele de lucru ale serviciilor proprii, începînd cu puterea de 1 000 kVA (dacă protecțiile maximale de curent nu satisfac condițiile de sensibilitate sau au o temporizare mai mare de 0,5 s).

Se admite să nu se prevadă protecție diferențială la transformatoarele cu tensiuni superioare sub 110 kV și puteri sub 25 MVA, montate în exterior, cu excepția transformatoarelor de servicii proprii din centrale.

Se admite înlocuirea protecției diferențiale longitudinale cu o protecție de cuvă, în cazul transformatoarelor avînd puteri pînă la 40 MVA inclusiv și care au toate înfășurările conectate la rețele cu neutrul legat direct la pămînt sau prin rezistență.

Protecțiile indicate mai sus trebuie să acționeze la declanșarea întreruptoarelor proprii ale transformatorului respectiv.

4.5. Protecția diferențială longitudinală se va realiza în una din următoarele variante:

a) cu relee maximale de curent, conectate la circuitul diferențial prin transformatoare intermediare de curent cu saturație rapidă

b) cu relee maximale de curent, conectate prin transformatoare intermediare de curent cu saturație și cu caracteristică de frînare, în cazurile în care protecția de la punctul a nu îndeplinește condițiile de sensibilitate

c) cu relee magnetoelectrice, conectate prin transformatoare intermediare de curent și redresoare, cu blocare în funcție de armonica a doua a curentului și cu caracteristică de stabilizare, în cazurile în care protecția de la punctul b nu îndeplinește condițiile de sensibilitate, precum și la toate transformatoarele cu puteri de 200 MVA sau mai mari.

La transformatoarele cu puteri peste 100 MVA la care pentru reglajul raportului de transformare sub sarcină există o unitate separată de reglaj, se va prevedea cîte o protecție diferențială pentru fiecare unitate componentă a transformatorului.

4.6. Pentru protecția transformatoarelor împotriva supracurenților provocați de scurtcircuite polifazate exterioare, trebuie să se prevadă:

a. La transformatoarele coborîtoare o protecție maximală de curent, temporizată, instalată pe partea alimentării cu sau fără blocaj de tensiune minimă; protecția se va realiza bifazat sau trifazat, în funcție de tratarea neutrului rețelei la care este conectată înfășurarea transformatorului (punctul 4.4.a) și de sensibilitatea protecției:

— la transformatoarele coborîtoare, o protecție maximală instalată și pe partea tensiunii inferioare în toate cazurile în care protecția elementelor dinspre sursă nu asigură cu coeficientul de sensibilitate de 1,2 bara de tensiune inferioară

— la transformatoarele cu puteri de maximum 1 000 kVA cu tensiunea inferioară de cel mult 1 kV, o protecție cu siguranțe, instalată pe partea tensiunii superioare.

b. La transformatoarele cu surse pe ambele părți, cu puteri de cel puțin 10 MVA, o protecție maximală instalată pe partea alimentării principale ca la punctul a, completată cu o a doua protecție maximală, care va trebui să fie sensibilă la scurtcircuitele alimentate dinspre sursa a doua; în cazul în care una din protecții nu se poate regla astfel încît să se obțină coeficienții de sensibilitate necesari, protecția respectivă se va completa cu blocaj direcțional sau blocaj de tensiune minimă, sau se va realiza cu relee de curent de secvență inversă.

c. La transformatoarele cu surse pe ambele părți cu tensiunea superioară de 220 sau 400 kV, o protecție de distanță realizată astfel:

— la unitățile cu tensiunea superioară de 220 kV, de regulă, un releu de distanță pe partea alimentării principale

— la unitățile cu tensiunea superioară de 400 kV, două relee de distanță, prevăzute pe fiecare din înfășurările conectate la surse.

Protecțiile împotriva scurtcircuitelor polifazate exterioare vor comanda declanșarea tuturor întreruptoarelor transformatorului.

4.7. La transformatoarele cu mai mult de două înfășurări protecția împotriva scurtcircuitelor polifazate exterioare se va realiza ținînd seama de următoarele particularități:

a) la transformatoarele coborîtoare cu două înfășurări secundare, alimentînd secții funcționînd separat, protecția se va prevedea atît pe partea alimentării cît și pe partea fiecărei secții;

protecția de pe partea alimentării va comanda declanșarea tuturor întreruptoarelor, iar protecțiile de pe secții vor acționa numai la declanșarea întreruptorului secției respective

b) la transformatoarele coborîtoare cu mai mult de două înfășurări, conectate prin trei sau mai multe întreruptoare, protecția se va prevedea pe toate părțile transformatorului, acționînd la declanșarea întreruptoarelor de pe partea respectivă, cu excepția protecției de pe partea alimentării principale, care va comanda declanșarea tuturor întreruptoarelor.

La transformatoarele coborîtoare, cu trei înfășurări, se admite să se prevadă protecția de pe partea de 6 — 10 kV, dacă pe barele de această tensiune există o protecție diferențială, a cărei sensibilitate îi permite să acționeze ca rezervă a protecției elementelor conectate la bare.

La transformatoarele cu mai multe înfășurări cu alimentare din două sau mai multe părți, protecția împotriva curenților provocați de scurtcircuite exterioare trebuie să se execute direcționată, în cazul în care acest lucru este necesar din condiții de asigurare a selectivității

4.8. Pe partea de joasă tensiune a transformatoarelor coborîtoare care alimentează tablouri cu circuitele protejate prin siguranțe fuzibile sau automate, montate la o distanță de maximum 30 m de transformator, se va instala de regulă un aparat de întrerupere sub sarcină, fără protecție. Dacă lungimea legăturii între transformator și tablou depășește 30 m, se vor prevedea în apropierea transformatorului siguranțe generale sau un întreruptor automat. Se admite instalarea acestor aparate lîngă tablou, cu condiția prevederii unei protecții de curent homopolar, conform punctului 4.10 c.

La transformatoarele care alimentează rețele buclate se va prevedea o protecție de întoarcere de energie pe partea de joasă tensiune a transformatorului.

4.9. La transformatoarele cu alimentare bilaterală conectate la rețele avînd neutrul legat direct la pămînt, în scopul asigurării rezervei protecției împotriva scurtcircuitelor monofazate pe elementele apropiate se va prevedea, de regulă, pe înfășurarea conectată la rețeaua cu neutrul legat la pămînt, o protecție maximală de curent de secvență homopolară, eventual direcțională, iar la transformatoarele care pot funcționa cu neutrul nelegat la pămînt, și o producție de tensiune de secvență homopolară, protecție care va comanda declanșarea tuturor întreruptoarelor transformatorului.

În cazul existenței unor transformatoare cu alimentare bilaterală, care au înfășurări cu izolație degresivă, funcționînd cu neutrul nelegat la pămînt, este necesar ca protecția de tensiune de secvență homopolară a acestor transformatoare să aibă o temporizare inferioară temporizării protecției de curent de secvență homopolară a transformatoarelor din aceeași stație care au neutrul legat la pămînt.

4.10. La transformatoarele coborîtoare de servicii proprii cu înfășurarea secundară în stea sau zigzag, alimentînd o rețea cu neutrul legat la pămînt, trebuie să se prevadă o protecție care să acționeze împotriva scurtcircuitelor monofazate din rețeaua de tensiune inferioară.

Această protecție poate fi:

a) protecția maximală de curent împotriva scurtcircuitelor exterioare, instalată pe partea de tensiune superioară, realizată ca la punctul 4.6.a.

b) siguranțe sau întreruptoare automate, montate în apropierea nemijlocită (pînă la 30 m) a bornelor de joasă tensiune ale transformatorului, dacă pot asigura condițiile de sensibilitate necesare.

c) o protecție specială de curent de secvență homopolară, cu caracteristică dependentă de timp, instalată în apropiere nemijlocită de transformator, pe conductorul său de nul sau la un filtru de curent homopolar, în cazul în care lungimea legăturilor de tensiune inferioară a transformatorului depășește 30 m; această protecție va comanda declanșarea tuturor întreruptoarelor transformatorului.

4.11. În cazul funcționării în paralel a două sau mai multe transformatoare cu puteri de cîte 400 kVA sau mai mult, precum și în cazul funcționării separate și a existenței AAR, în funcție de posibilitatea și de valoarea suprasarcinii posibile, se va prevedea o protecție de curent temporizată împotriva curenților provocați de suprasarcini, instalată pe o fază, cu acționare la semnalizare. Aceeași protecție se va prevedea și în cazul funcționării separate a transformatoarelor prin care se face legătura dintre diferite părți importante ale sistemului energetic.

La transformatoarele care sînt echipate cu un dispozitiv special de control al suprasarcinilor (de exemplu, cu termocopie) nu se va prevedea protecția maximală de curent separată, prescrisă în acest articol, funcția acestuia fiind preluată de dispozitivul de control al suprasarcinilor.

La stațiile fără personal permanent și netelemecanizate trebuie ca protecția sau dispozitivul de control al suprasarcinii să comande descărcarea automată a sarcinii sau declanșarea, cu temporizarea corespunzătoare a transformatorului.

4.12. Transformatoarele cu puteri de la 10 MVA în sus vor fi prevăzute cu o protecție la semnalizare a supratemperaturilor.

Se admite prevederea unei asemenea protecții și pentru transformatoarele de putere mai mică, pînă la 4 000 kVA.

În stațiile fără personal de exploatare, aceste protecții vor putea comanda declanșarea temporizată printr-un releu de timp cu o gamă largă, de reglaj.

4.13. Protecțiile de gaze (treapta a II-a) și protecțiile diferențiale longitudinale ale transformatoarelor vor acționa la pornirea instalației de stins incendiu cu apă pulverizată.

4.14. La circuitele de comandă ale declanșărilor și semnalizărilor aferente protecțiilor prin relee vor fi racordate și acționările de la protecțiile tehnologice (ale instalației de răcire, de supraveghere a temperaturilor etc.) prescrise de fabrica constructoare a transformatorului.

5. Protecția blocurilor generator-transformator

5.1. Instalațiile prezentate la capitolele precedente privind protecția generatoarelor și transformatoarelor considerate separat sînt valabile și în cazul unităților bloc generator-transformator, cu excepția modificărilor arătate mai sus.

5.2. În cazul în care între generator și transformator ridicător nu există întreruptor, se va prevedea o singură protecție diferențială longitudinală comună întregului bloc. Această protecție va comanda declanșarea tuturor întreruptoarelor blocului și ale transformatorului derivație de servicii proprii, acționarea ADR, anclanșarea separatorului de închidere rapidă de pe legătura la pămînt a neutrului transformatorului (în cazurile în care este instalat un astfel de separator) și oprirea turbinei.

5.3. În afară de protecția diferențială comună a blocului, instalată conform punctului 5.2, se va prevedea o protecție diferențială longitudinală, separată pe generator în următoarele cazuri:

a) la turbogeneratoarele blocurilor cu puteri de 100 MW sau mai mult

b) la turbogeneratoarele blocurilor cu puteri mai mici de 100 MW, dacă protecția diferențială comună a blocului este reglată la un curent mai mare decît 1,3 I_{nom} al generatorului

c) în cazul hidrogeneratoarelor în care se impune ca reglajul protecției diferențiale să nu depășească curentul nominal

d) în cazul în care generatorul este echipat cu o instalație proprie de stingere a incendiului.

Ambele protecții diferențiale vor comanda aceleași întreruptoare și acționări ca și protecția diferențială a blocului arătată la pct. 5.2. Protecția diferențială a generatorului va comanda în plus și punerea în funcțiune a instalației de stins incendiu.

5.4. În cazul în care între generator și transformatorul ridicător este instalat în întreruptor, se va prevedea pentru generator și transformator cîte o protecție diferențială longitudinală separată. Cele două protecții se vor realiza astfel încît zonele lor de acționare să se întrepătrundă la granița dintre ele, iar în cazul în care întreruptoarele generatorului este deschis, protecția diferențială a transformatorului să poată funcționa corect.

Protecția diferențială a generatorului va comanda, de regulă, declanșarea întreruptorului generatorului, acționarea ADR, oprirea turbinei și punerea în funcțiune a instalației de stins incendiu în generator (dacă există o astfel de instalație).

Protecția diferențială a transformatorului va comanda aceleași întreruptoare și acționări ca și protecția diferențială de bloc arătată la punctul 5.2 cu excepția opririi turbinei și în plus, punerea în funcțiune a instalației de stins incendiu în transformator (dacă există o astfel de instalație).

5.5. Pe partea tensiunii generatorului se va prevedea în toate cazurile o protecție împotriva punerilor la pămînt în stator, astfel:

a. În cazul generatoarelor cu puteri pînă la 100 MW inclusiv, o protecție cu zonă de sensibilitate de 85%, cu acționare la semnalizare.

Se admite acționarea la declanșare cu o mică temporizare, în cazurile în care izolația bobinelor statorice lucrează în condiții deosebite (răcire directă cu lichid a bobinelor statorului) sau cînd producătorul impune această soluție.

b. În cazul generatoarelor cu puteri peste 100 MW se va prevedea o protecție cu zonă de sensibilitate 85%, cu acționare la declanșare, și în plus, o protecție cu zonă 100% cu acționare la semnalizare.

c. În cazul generatoarelor cu nulul legat la pămînt printr-o rezistență de limitare a curentului de punere la pămînt se va prevedea o protecție de curent homopolar cu filtru de armonică de ordin superior, a cărei zonă de acționare va fi de cel puțin 90% și va acționa la declanșare.

Protecția împotriva punerilor la pămînt în stator cu acționare la declanșare va comanda aceleași declanșări și acționări ca și protecția diferențială pentru generator (după modul cum aceasta este realizată, de la punctele 5.2, 5.3 sau 5.4).

5.6. Protecția blocului generator transformator împotriva supracurenților de scurtcircuite exterioare se va realiza ca la pct. 3.5, cu următoarele precizări:

— blocajul de tensiune minimă al protecției maximale, alimentat de la transformatoarele de tensiune de la bornele generatorului poate fi completat la nevoie (pentru creșterea sensibilității protecției) cu un blocaj de tensiune minimă, prevăzut pe partea de înaltă tensiune.

— în cazurile în care există o derivație la tensiunea generatorului pentru alimentarea serviciilor proprii și generatorul poate funcționa cu sarcina redusă, formată de acestea, în scopul menținerii în funcțiune a serviciilor proprii la defecte exterioare blocului, protecția va comanda cu o treaptă de timp inferioară declanșarea numai a întreruptorului principal al blocului.

5.7. În cazul transformatoarelor de bloc cu tensiunea superioară de 110—400 kV, protecțiile care comandă declanșarea întreruptorului principal vor trebui să comande și anclanșarea separatorului de închidere rapidă de pe legătura la pămînt a neutrului de pe partea de 110—400 kV. Acele dintre protecții cu acționare temporizată la declanșare vor comanda închiderea separatorului de pe neutrul transformatorului înaintea comenzii de declanșare a întreruptorului principal de înaltă tensiune.

6. Protecția liniilor din rețelele cu neutrul izolat sau tratat prin bobine de stingere

6.1. Liniile electrice aeriene și în cablu din rețelele cu neutrul izolat sau tratat prin bobine de stingere se vor proteja împotriva următoarelor tipuri de defecte:

a) scurtcircuite între faze (cu sau fără pămînt)
b) puneri la pămînt pe două faze (dublă punere la pămînt pe faze diferite)
c) puneri la pămînt monofazate (simplă punere la pămînt)

6.2. Protecția contra scurtcircuitelor între faze și contra punerii la pămînt bifazate se va instala de regulă pe două faze, aceleași în întreaga rețea legată galvanic.

6.3. Protecțiile împotriva scurtcircuitelor între faze, împotriva dublelor puneri la pămînt și împotriva simplei puneri la pămînt se vor realiza, de regulă, cu o singură treaptă temporizată.

6.4. Se admite ca protecția contra scurtcircuitelor între faze să se realizeze cu două trepte în unul din cazurile:

— dacă durata căderii de tensiune, rezultată din temporizarea declanșării, perturbă consumatorii racordați pe liniile învecinate neavariate (de exemplu motoare sincrone)

— dacă temporizarea declanșării micșorează eficacitatea RAR sau AAR pentru consumatorii racordați în capătul liniilor.

— în cazul în care fără existența treptei rapide nu se pot obține timpi de maximum 3 s la protecțiile de rezervă ale transformatoarelor din amonte, la care tensiunea superioară este 110 kV sau mai mult.

6.5. În cazurile în care îmbunătățirea situației se poate realiza prin accelerarea protecției înainte de RAR se va adopta soluția cu o singură treaptă temporizată.

6.6. La liniile prevăzute cu reactoare, la care întreruptoarele nu sînt calculate să declanșeze la scurtcircuite pînă la reactor nu se va prevedea secționarea de curent.

Dacă liniile sînt racordate la barele unei centrale, lichidarea defectelor pînă la reactoare va fi realizată prin întreruptoarele surselor (cu putere mare de rupere) comandate de treapta întîia a protecției diferențiale incomplete de bare.

Dacă liniile sînt racordate la barele unei stații (alimentate de transformatoare de putere mare) defectele la reactoare vor fi lichidate de o protecție maximală cu secționare rapidă, desensibilizată față de scurtcircuitele de după racordare, protecție montată pe transformatoare și eventual pe cuple.

6.7. Pentru liniile radiale prevăzute cu o protecție maximală în două trepte, prima treaptă va fi instantanee (secționare de curent) sau, dacă nu este posibil din punctul de vedere al sensibilității sau al altor cauze justificate, va fi temporizată cu un timp scurt.

Treapta a doua a protecției maximale de curent va fi temporizată.

Protecția se va instala numai la capătul de alimentare.

6.8. La liniile cu alimentare bilaterală, dacă este necesar din punctul de vedere al selectivității, protecția maximală se va realiza cu blocaj direcțional.

6.9. La liniile cu tensiune de 20 kV și mai mult, care fac parte din rețelele buclate și la care protecția trebuie realizată în două trepte cu blocaj direcțional, se recomandă folosirea unei protecții de distanță. Liniile echipate cu protecții de distanță nu vor mai fi prevăzute cu protecție de rezervă.

6.10. La liniile aeriene sau în cablu la care din considerente de stabilitate termică a echipamentului sau din alte considerente speciale, defectele trebuie eliminate rapid, oriunde ar fi situate în cuprinsul liniei protejate, treapta rapidă a protecției maximale va fi înlocuită cu o protecție comparativă. Această protecție se poate realiza prin:

a. protecție diferențială longitudinală

b. protecție comparativă de sens a puterii

La liniile echipate de protecție de distanță se vor aplica metode de prelungire a treptei rapide.

6.11. Pentru liniile de interconexiune cu dublu circuit, la care se aplică prevederile punctului 6.9. în locul protecțiilor care ar necesita cablu pilot, se poate prevedea o protecție diferențială transversală, cu relee direcționale pentru selectarea liniei defecte.

Schema protecției va trebui să conțină blocaje de funcționare în următoarele situații:

— deconectarea uneia din linii la oricare din capete

— declanșarea întreruptorului cuplei de bare, în cazul liniilor paralele care funcționează pe bare diferite, legate între ele prin cuplă.

6.12. În cazurile în care protecția maximală de curent nu asigură sensibilitatea necesară la scurtcircuite între faze și duble puneri la pământ, se vor prevedea protecții cu sensibilitate sporită, ca de exemplu, relee alimentate prin filtre de curent de secvență inversă.

6.13. În stațiile de transformare și în punctele de alimentare, pe fiecare din secțiile sau sistemele de bare (aparținînd rețelelor tratate în acest capitol), se va prevedea o protecție pentru detectarea punerilor la pământ monofazate, care va acționa la semnalizare.

6.14. În stațiile și punctele de alimentare construite pentru cel puțin trei linii și la care natura consumatorilor nu permite detectarea liniei puse la pământ prin metoda deconectărilor succesive, se vor prevedea protecții selective împotriva punerii simple la pământ. În acest caz se recomandă ca protecția să fie realizată în una din următoarele soluții:

a. cu relee funcționînd pe principiul armonicilor superioare ale curentului homopolar

b. cu relee direcționale de putere homopolară.

6.15. Protecția selectivă de la punctul 6.14 va fi prevăzută să acționeze, de regulă, la semnalizare.

Ea va fi prevăzută să acționeze la declanșare în următoarele cazuri:

a) în instalațiile în care din punctul de vedere al protecției muncii nu se admite funcționarea cu o punerea la pământ.

b) în situațiile în care durata de intervenție a personalului de exploatare pentru izolarea locului de defect depășește timpul de stabilitate termică a prizelor de pământ.

6.16. Pentru mărirea sensibilității la anumite tipuri de dispozitive de protecție împotriva punerilor simple la pământ, se admite ca pe durata între apariția punerii la pământ și acționarea protecției să se mărească curentul rezidual prin dereglarea artificială a compensării.

6.17. Protecția liniilor în cablu împotriva suprasarcinilor periculoase se va prevedea în cazurile în care este posibilă o supraîncărcare sistematică a cablului.

Această protecție acționează la semnal în stațiile cu personal permanent, iar în stațiile fără personal, prin descărcare automată sau prin declanșare.

7. Protecția liniilor din rețelele cu neutrul legat direct la pămînt sau prin rezistență

7.1. Liniile aeriene sau în cablu din rețelele de înaltă tensiune cu neutrul legat direct la pămînt sau prin rezistență vor fi echipate împotriva scurtcircuitelor monofazate și polifazate cu protecție de bază și de rezervă.

7.2. La liniile radiale cu sursă la un singur capăt, alimentînd la celălalt capăt o stație de la care nu mai pleacă altă linie la aceeași tensiune, protecția de bază se va asigura de regulă cu o protecție maximală trifazată cu două trepte de curent și de timp. Protecția cu treapta de timp mai scurtă se va desensibiliza față de curentul de scurtcircuit pe bara de tensiune inferioară a stației de capăt și se va regla la timpul cel mai scurt, permis de condițiile de selectivitate.

Pentru cazurile în care treapta de timp scurtă ar conduce la timpi prea lungi la protecțiile de rezervă din amonte, linia radială se poate proteja cu o protecție de distanță cu caracteristică în trepte, prima treaptă fiind desensibilizată față de bara stației de capăt.

Protecția de rezervă va consta dintr-o protecție maximală de curent de secvență homopolară într-o singură treaptă temporizată la fel ca și prima treaptă a protecției trifazate, cu sau fără blocaj direcțional, după cum este necesar din condițiile de selectivitate.

7.3. Dacă la linia radială sînt racordate în derivație mai multe stații coborîtoare, protecția se va prevedea ca la punctul 7.2 cu deosebirea că treapta de timp scurt se va desensibiliza față de bara de tensiune inferioară, la care curentul de scurtcircuit este cel mai mare, iar treapta cu timpul cel mai lung se va regla în funcție de sarcina maximă posibilă a liniei.

7.4. Pentru liniile de interconexiune de 110—220 kV, protecția de bază atît împotriva defectelor între faze, cît și împotriva defectelor monofazate, va consta dintr-o protecție de distanță, iar protecția de rezervă, dintr-o protecție maximală de curent de secvență homopolară, cu blocaj direcțional, cu una sau două trepte.

7.5. Pentru liniile de interconexiune de 400 kV, protecția de bază a liniei va consta din două protecții de distanță, recomandabil de tipuri constructive diferite, dintre care una se admite să aibă sensibilitate numai pentru scurtcircuitele cu pămînt.

Protecția de rezervă va consta tot dintr-o protecție maximală de curent de secvență homopolară cu blocaj direcțional cu una sau două trepte.

În cazuri speciale (de ex. cazul de la punctul 7.6.a) se admite ca una din protecțiile de distanță să fie înlocuită cu o protecție comparativă longitudinală independentă. În aceste cazuri protecția de distanță va trebui să fie sensibilă la toate tipurile de scurtcircuite și va constitui protecția de rezervă.

7.6. La liniile de interconexiune la care, pentru asigurarea condițiilor de stabiltate din sistem, este necesară eliminarea simultană instantanee a defectului la ambele capete ale liniilor, se va adopta, de regulă, una din următoarele condiții:

a. La liniile scurte, sub posibilitatea de reglare a primei trepte a protecției de distanță, protecția de bază va fi alcătuită dintr-o protecție comparativă longitudinală, urmînd ca protecția de rezervă să fie protecția de distanță.

b. La liniile la care protecția de distanță este protecția de bază (conform pct. 7.4 și 7.5) treapta rapidă se va prelungi pe toată lungimea liniei prin coordonarea funcționării protecțiilor de la capetele liniei, cu ajutorul unei legături de înaltă frecvență sau prin cablu pilot.

7.7. Pentru realizarea eliminării simultane a defectului la ambele capete ale unei linii în cazurile arătate la pct. 7.6 se va putea folosi în locul soluției indicate la pct. 7.6.b, metoda prelungirii treptei rapide, dacă condițiile de selectivitate, ale protecției rețelei o permit.

7.8. Liniile cu dublu circuit de 110—120 kV se recomandă să fie prevăzute în mod suplimentar cu o protecție diferențială transversală împotriva scurtcircuitelor monofazate.

Schema protecției va trebui să conțină blocajele arătate la pct. 6.11.

7.9. La liniile de 400 kV, la care por apărea creșteri de tensiune periculoase pentru echipamentul stației în urma deconectării intempestive, în sarcină, a liniilor respective, se va prevedea o protecție a tensiune maximă.

8. Protecția blocurilor linie-transformator

8.1. Pentru blocurile linie-transformator sînt valabile pentru fiecare element, soluțiile prevăzute la capitolele respective, cu precizările menționate mai jos.

8.2. În cazul în care nu este prevăzut întreruptor pe înfășurarea transformatorului legată la linie, trebuie să se prevadă una din următoarele soluții:

a. Instalarea de siguranțe pe partea fără întreruptor la transformatoarele coborîtoare cu tensiunea superioară de maximum 20 kV.

b. Instalarea pe partea fără întreruptor a unui separator de scurtcircuitare, comandat de protecția prin relee, care să realizeze o punere artificială la pămînt, în cazul rețelelor cu neutru legat direct la pămînt sau un scurtcircuit între două faze, în cazul rețelelor compensate sau cu neutrul izolat. Dacă este necesar pentru menținerea în funcțiune a liniei, se va instala la transformator un separator de secționare care să se deschidă automat în pauze fără curent, în timpul ciclului de reanclanșare automată a liniei.

c. Transmiterea impulsului de declanșare de la protecția prin relee a transformatorului la întreruptorul liniei.

8.3. Măsurile indicate mai sus nu trebuie aplicate pentru blocurile linie-transformator în următoarele situații:

a. Dacă transformatorul se încadrează în prevederile punctului 4.3.b și este protejat, cu asigurarea condițiilor necesare de sensibilitate, printr-o protecție comparativă longitudinală în execuție specială, comună pentru transformator și linie.

b. Dacă transformatorul, în cazul alimentării unilaterale dinspre linie, se încadrează în punctul 4.4.a, fiind protejat prin protecția liniei (treapta instantanee a liniei protejează parțial transformatorul, iar treapta temporizată a liniei cuprinde tot transformatorul), cu un coeficient de sensibilitate de 1,2 și o temporizare de cel mult 1 s, cu riscul unei funcționări neselective.

În acest caz protecția de gaze a transformatorului poate acționa numai la semnalizare, în condițiile indicate la punctul 4.3.b.

8.4. În cazul în care se utilizează soluția de la punctul 8.2.c, iar protecția de bază a liniei este de tipul comparativ, se va folosi, de regulă, același canal de legătură prevăzut pentru transmiterea impulsului de declanșare a protecției transformatorului.

Protecția de rezervă a liniei trebuie să fie independentă de acest canal.

8.5. La transformatoarele conectate bloc cu linia de alimentare și prevăzute cu separatoare de scurtcircuitare pe partea liniei, protecția de bază a liniei trebuie să acopere zona pînă la bornele de intrare ale transformatorului în regim minim, cu un coeficient de sensibilitate corespunzător.

8.6. În cazul transmiterii impulsurilor de declanșare prin cablu pilot trebuie să se prevadă asigurarea unei rezerve de 100% a căii de transmisie, inclusiv echipamentul de emisie-recepție al impulsurilor. Rezerva se va asigura de regulă, în alt cablu pilot, transmiterea impulsurilor de declanșare realizîndu-se simultan pe cele două cabluri.

Pentru circuitele cablului pilot se vor respecta condițiile prevăzute la punctul 2.25.

8.7. În cazul în care transmiterea impulsului de declanșare de la protecția prin relee se face prin canale de curenți purtători, trebuie să se prevadă semnalizarea deranjamentelor canalului de transmitere, iar perturbațiile de orice fel ale transmisiei nu trebuie să provoace declanșarea intempestivă a blocului linie-transformator.

8.8. În cazul blocurilor linie-transformator cu întreruptoare la ambele înfășurări ale transformatorului, protecția liniei, prevăzută în stația de racordare a liniei, trebuie să fie sensibilă la defecte după transformator, avîndu-se în vedere posibilitatea de refuz a întreruptorului transformatorului prin care acesta se racordează la linie.

8.9. În cazul în care transformatorul funcționează pe partea tensiunii de 110—400 kV cu neutrul nelegat la pămînt, protecția transformatorului trebuie să comande și închiderea separatorului de nul (pct. 5.7)

9. Protecția barelor colectoare și a cuplelor de bare

9.1. Protecții proprii pentru barele colectoare se vor prevedea de regulă în următoarele cazuri:

a) pentru barele de 110—400 kV ale stațiilor de centrală

b) pentru barele de 220—400 kV ale stațiilor de transformare și conexiune dacă:

— scurtcircuitul trifazat pe barele stației proprii conduce pe barele stațiilor de centrale învecinate la scăderea tensiunii sub 70% din valoarea nominală, cu o durată mai mare de 0,7 s.

— declanșarea defectelor de pe bare, de către protecțiile elementelor conectate la bare nu asigură condițiile de stabilitate (a sistemului, a aparatajului sau a funcționării consumatorilor) și de selectivitate indicate la pct. 2.3.

9.2. Protecții proprii pentru barele cu tensiuni sub 110 kV se vor prevedea numai în cazuri excepționale, la stațiile de centrale dacă satisfacerea condițiilor de la pct. 2.3 nu poate fi realizată prin protecțiile elementelor vecine.

9.3. Pentru sistemele de bare cu tensiunea de 110 kV și mai mare se vor prefera protecții diferențiale.

Acestea vor acționa, de regulă, fără temporizare la declanșarea tuturor elementelor conectate la bara afectată de defect. În cazuri speciale, pentru realizarea siguranței de funcționare se admite ca această protecție să funcționeze în două trepte (prima treaptă va declanșa cupla transversală, iar treapta a doua, cu o temporizare minimă, va acționa la declanșarea celorlalte plecări racordate la bara afectată de defect).

9.4. Pentru sistemele duble sau secționate de bare de 6 — 10 kV dacă este necesară eliminarea selectivă și rapidă a defectelor conform punctului 9.2 se va prevedea o protecție diferențială incompletă, cuprinzînd doar circuitele de alimentare.

9.5. Pentru barele de 20 — 35 kV la care este necesară o protecție de bare conform pct. 9.2 precum și la barele de 110 kV ale stațiilor de transformare, se va realiza una dintre protecțiile de la pct. 9.3, și 9.4 în funcție de condițiile de asigurare a sensibilității.

9.6. Cuplele transversale vor fi echipate de protecții astfel:

a) în cazul stațiilor de medie tensiune cu protecție maximală de curent temporizată (cu o singură treaptă)

b) în cazul stațiilor cu tensiunea de 110 kV și mai mult, cu bară de transfer — cu protecție de distanță, cu posibilitatea anulării organului direcțional și cu protecție maximală de curent de secvență homopolară, temporizată, cu o singură treaptă

c) în cazul stațiilor cu tensiunea de 110 kV și mai mult, fără bară de transfer — cu instalații de protecție și automatizare ca și la majoritatea liniilor racordate la barele respective, în vederea asigurării posibilității de înlocuire a unui întreruptor de linie prin întreruptorul cuplei.

9.7. Cuplele longitudinale vor fi prevăzute de regulă cu:

a) protecție maximală de curent, temporizată (cu o singură treaptă) pentru tensiuni pînă la 110 kV

b) protecție de distanță cu posibilitatea anulării organului direcțional și cu protecție maximală de curent de secvență homopolară temporizată (cu o singură treaptă) pentru tensiuni de 110 kV și mai mult.

9.8. Cuplele de transfer se vor echipa cu protecții, în funcție de locul de amplasare a transformatoarelor de curent ale elementelor racordate la bare, după cum urmează:

a. La stațiile cu transformatoarele de curent amplasate atît în interiorul celulelor cît și în afara celulelor (la elementele echipate cu protecții diferențiale), cupla de transfer va fi prevăzută cu instalații de protecție și reanclanșare automată pentru a putea înlocui, de regulă, oricare din dispozitivele liniilor avînd transformatoarele de curent amplasate în interiorul celulei. Cuplele de transfer din stațiile de 400 kV vor fi echipate cu aceleași instalații de protecție prin relee și de automatizare dar cu o singură protecție de distanță. Pentru celelalte elemente, la înlocuirea întreruptorului propriu cu întreruptorul cuplei de transfer, protecțiile proprii ale elementului rămîn în funcțiune urmînd ca impulsul de declanșare să fie comutat, de regulă, automat, de la întreruptorul propriu la întreruptorul cuplei de transfer.

b. La stațiile cu transformatoarele de curent amplasate numai în afara celulelor, cupla de transfer va fi echipată numai cu o protecție maximală de curent, necesară încercării barei de transfer la punerea ei sub tensiune; în acest caz, la înlocuirea întreruptorului unui element (linie sau transformator) cu întreruptorul cuplei de transfer circuitele de comandă de la protecțiile elementului respectiv vor fi comutate de regulă automat de la întreruptorul propriu la întreruptorul cuplei.

9.9. La cuplele combinate (transversale și de transfer) se va aplica fie soluția de la pct. 9.6, fie soluția de la pct. 9.8.a în funcție de modul de amplasare a transformatoarelor de intensitate la celelalte celule și care determină rolul pe care trebuie să îl aibă protecția acestei cuple (protecție de cuplă transversală sau protecție aptă să înlocuiască și protecția liniilor).

9.10. Cuplele longo-transversale vor fi asimilate cuplelor transversale.

9.11. La protecțiile cuplelor se va prevedea posibilitatea acționării netemporizate în cazul defectelor apărute în timpul operațiilor de încercare cu tensiune a barelor.

10. Protecția compensatoarelor sincrone

10.1 Dispozitivele de protecție ale compensatoarelor sincrone trebuie să fie similare cu cele ale generatoarelor de aceleași puteri, legate la bare după aceeași schemă, cu următoarele deosebiri:

a. Nu se va prevedea, de regulă, protecție împotriva supracurenților provocați de defecte exterioare, se admite utilizarea unei astfel de protecții în cazul în care furnizorul o solicită, considerîndu-se necesară pentru protecția mașinii împotriva alimentării de durată a unui defect exterior.

b. Protecția maximală de curent împotriva curenților de suprasarcină, care lucrează prin semnalizare, se va suspenda în timpul pornirii compensatorului.

c. Se va prevedea o protecție minimală de tensiune, temporizată, care lucrează prin declanșarea întreruptorului.

10.2. Protecția maximală de curent împotriva curenților de suprasarcină cauzați de o scădere de durată a tensiunii din sistem, instalată la compensatoarele situate în stații fără personal permanent, va lucra în două trepte de timp, în prima treaptă se va comanda reducerea curentului de excitație, iar în treapta a doua, deconectarea compensatorului.

10.3. La circuitele de declanșare și semnalizare vor fi racordate și acționările de la protecțiile tehnologice cum ar fi protecția împotriva scăderii presiunii uleiului de ungere a lagărelor, protecția de supraveghere a temperaturii înfășurării statorice etc.

10.4. Protecția contra punerilor la pămînt în rotorul compensatorului sincron se va realiza numai contra primei puneri la pămînt și va acționa de regulă la semnal.

11. Protecția motoarelor sincrone și asincrone

11.1. Motoarele electrice cu tensiunea de la 1 kV în sus vor fi prevăzute cu protecții prin relee împotriva următoarelor defecte sau regimuri anormale de funcționare, în condițiile arătate la punctele acestui capitol:

a) scurtcircuite polifazate în înfășurarea statorului
b) puneri la pămînt în înfășurarea statorului
c) supracurenți provocați de depășirea sarcinii nominale a motorului
d) scăderea tensiunii de alimentare sub limitele admisibile
e) funcționarea în regim asincron a motoarelor sincrone —
f) întreruperea ungerii sau a ventilației forțate.

11.2. Pentru protejarea motoarelor electrice împotriva scurtcircuitelor polifazate din înfășurarea statorului trebuie să se prevadă una din soluțiile:

a. Protecția maximală rapidă realizată de regulă pe două faze, desensibilizată față de valoarea maximă a curenților de pornire, pentru motoare cu puterea mai mică de 4 000 kW.

b. Protecție diferențială longitudinală, montată de regulă pe două faze, pentru motoare cu puterea de 4 000 kW și mai mare, precum și pentru motoare cu puterea sub 4 000 kW, dacă protecția maximală prevăzută conform punctului *11.2* a nu este satisfăcătoare din punctul de vedere al sensibilității.

La motoarele electrice de 4 000 kW și mai mari, care nu au o protecție instantanee împotriva punerilor la pămînt, protecția diferențială longitudinală se montează pe trei faze.

c. Pentru motoarele cu puterea sub 2 000 kW se poate folosi protecția maximală rapidă cu un singur releu, reglată în funcție de valoarea maximă a curenților de pornire, cu condiția asigurării sensibilității protecției.

Protecția împotriva scurtcircuitelor polifazate în înfășurarea statorului va comanda declanșarea întreruptorului motorului, iar la motoarele sincrone, prevăzute de dispozitiv de desexcitare rapidă, declanșarea și a întreruptorului acestui dispozitiv.

11.3. Protecția împotriva punerii monofazate la pămînt la motoarele electrice se va prevedea la motoarele cu puterea de la 4 000 kW în sus, dacă în regim normal de funcționare curentul de punere la pămînt (în rețelele cu neutrul izolat) sau curentul rezidual (în rețelele compensate) depășește 5 A, folosind o protecție selectivă, care să comande declanșarea acelorași întreruptoare ca și protecția de la pct. 11.2.

Pentru motoarele cu puteri mai mici se admite folosirea unor dispozitive de detectare selectivă a punerilor la pămînt monofazate, care să comande semnalizarea.

Aceeași soluție se va adopta pentru toate motoarele indiferent de putere, dacă în regim normal de funcționare curentul de punere la pămînt (în rețelele cu neutrul izolat) sau curentul rezidual (în rețelele compensate) nu depășește 5 A.

11.4. Protecțiile împotriva defectelor interne de la punctele 11.2 și 11.3 vor fi prevăzute cu un dispozitiv de blocare a comenzii de închidere de la distanță a întreruptorului motorului, care să nu se poată debloca decît manual (de la fața locului), după controlul motorului declanșat prin protecțiile respective.

11.5. Protecția împotriva supracurenților provocați de depășirea sarcinii nominale a motorului trebuie prevăzută la acele motoare care antrenează mecanisme, la care pot apărea suprasarcini din motive tehnologice.

Această protecție trebuie să se monteze și la motoare cu condiții deosebit de grele de pornire și autopornire (de ex. motoare cuplate la rețea, fără mijloace de reducere a curentului de pornire, la care durata minimă de pornire este de 20 s).

11.6. Protecția împotriva suprasarcinilor se va realiza de regulă cu relee maximale de curent cu caracteristică dependentă sau cu relee termice, avînd temporizarea de minimum 10 s.

Protecția va acționa la semnalizare sau la descărcarea automată a mecanismelor, dacă există o asemenea posibilitate.

În cazul folosirii protecției maximale cu caracteristică dependentă, se recomandă folosirea unor relee avînd contacte separate pentru elementul maximal dependent și pentru elementul instantaneu.

Acționarea la declanșare a protecției împotriva suprasarcinilor se admite în următoarele cazuri:

a) la motoarele mecanismelor pentru care nu există posibilitatea reducerii sarcinii fără oprire sau care lucrează fără o supraveghere permanentă

b) la motoarele mecanismelor cu condiții grele de pornire sau autopornire.

11.7. Protecția împotriva scăderii tensiunii de alimentare sub limitele admisibile se va prevedea la barele care alimentează motoare electrice, în următoarele cazuri:

a) pentru deconectarea motoarelor mecanismelor mai puțin importante, în scopul ușurării condițiilor de restabilire a tensiunii după eliminarea scurtcircuitelor și asigurarea autopornirii motoarelor mecanismelor importante.

b) pentru deconectarea motoarelor la care autopornirea mecanismelor după oprire nu este permisă din cauza condițiilor impuse de procesul tehnologic sau din considerente de tehnică a securității.

11.8. Pentru cazul arătat la pct. 11.7.a, protecția de tensiune minimă se va realiza de regulă în două trepte:

— prima treaptă va comanda declanșarea motoarelor de mai mică importanță la scăderea tensiunii sub 70% din tensiunea nominală, cu o temporizare de ordinul 0,5 s.

— a doua treaptă va comanda declanșarea celorlalte motoare la scăderea tensiunii sub 50% din tensiunea nominală, cu o temporizare de 5—10 s.

Nu vor fi incluse în treptele protecției de tensiune minimă motoarele unor mecanisme de o deosebită importanță, ca de exemplu, motoarele pompelor de ulei pentru ungere, ale pompelor de incendiu etc.

11.9. Pentru cazul arătat la pct. 11.7.b, protecția de tensiune minimă se va realiza într-o singură treaptă, ale cărei reglaje de tensiune și timp se vor stabili în funcție de condițiile concrete.

11.10. Protecția de tensiune minimă se va prevedea la toate motoarele sincrone, pentru a acționa la declanșarea întreruptorului și a automatului de dezexcitare rapidă (dacă acesta există).

Protecția se va realiza în două trepte:

— prima treaptă va comanda declanșarea netemporizată a motoarelor sincrone la scăderea tensiunii sub 40% din tensiunea nominală

— a doua treaptă va comanda declanșarea motoarelor sincrone la scăderea tensiunii sub 70% din tensiunea nominală, cu o temporizare care se va stabili din condiții de selectivitate.

11.11. Protecția împotriva funcționării în regim asincron se va utiliza la motoarele sincrone, recomandîndu-se una din următoarele variante:

a) protecție maximală acționînd la apariția curentului alternativ în înfășurarea de excitație

b) protecție sensibilă la schimbarea unghiului de decalaj între curentul și tensiunea din stator

c) protecție de suprasarcină

Protecțiile enumerate vor comanda deconectarea motorului. În cazul în care este prevăzută posibilitatea resincronizării motorului, protecția va acționa la semnalizare.

11.12. La motoarele din instalațiile fără personal de supraveghere și care au ungere forțată a lagărelor și ventilație forțată, se vor instala protecții care să semnalizeze și să comande declanșarea agregatului, în cazul creșterii temperaturii sau la întreruperea ungerii și ventilației.

12. Protecția instalațiilor electrice cu tensiunea pînă la 1 000 V

12.1. Aparatele de protecție trebuie să aibă o putere de rupere corespunzătoare curentului de scurtcircuit la locul de instalare.

12.2. În rețelele electrice de joasă tensiune, protecția împotriva curenților de scurtcircuit se va realiza cu timpul minim de deconectare, asigurîndu-se pe cît posibil condițiile de selectivitate.

12.3. Protecția circuitelor din rețelele de joasă tensiune se va realiza cu siguranțe fuzibile sau cu întreruptoare automate.

12.4. Folosirea întreruptoarelor automate în locul siguranțelor fuzibile se va adopta în următoarele cazuri:

— cînd este necesară repunerea imediată sub tensiune a consumatorului (manual sau automat)

— cînd întreruptorul automat poate fi comandat și de alte protecții suplimentare ale elementului alimentat

— cînd consumatorul funcționează frecvent în regim de suprasarcină

— cînd rețeaua de joasă tensiune funcționează buclat

12.5. Alegerea siguranțelor și a întreruptoarelor automate se va face astfel, încît să se asigure o funcționare selectivă a acestora la eliminarea defectelor. Pentru realizarea funcționării selective se recomandă respectarea următoarelor reguli de principiu:

a) La circuitele protejate cu siguranțe între curenții nominali a două siguranțe succesiv se recomandă realizarea unei diferențe de cel puțin două-trei trepte din scara standardizată în funcție de tipul și de dispersia caracteristicilor siguranțelor respective

b) la circuitele protejate cu întreruptoare automate care au caracteristici mixte (dependentă și independentă), în domeniul curenților de suprasarcină (partea dependentă a caracteristicii), unde acționează releele termice, selectivitatea se va asigura prin modul de alegere a curenților de reglaj, iar în domeniul curenților de scurtcircuit (partea independentă a caracteristicii), unde acționează releele electromagnetice, selectivitatea se va asigura prin temporizarea mai ridicată a întreruptorului din amonte (se recomandă o treaptă de timp de 150—200 ms)

c) la circuitele protejate cu întreruptoare automate și cu siguranțe este necesar ca între cele mai apropiate puncte ale caracteristicilor a două dispozitive diferite, instalate succesiv, să se asigure pentru aceeași valoare de curent un interval minim de timp de 0,05 s; în cazul a două caracteristici care se intersectează, valoarea curentului pentru care se va aprecia selectivitatea este curentul maxim de scurtcircuit.

12.6. Motoarele electrice cu tensiunea pînă la 1 000 V trebuie protejate împotriva următoarelor defecte sau regimuri anormale:

a. contra scurtcircuitelor de orice tip

b. contra suprasarcinilor în cazurile în care acestea pot apărea în mod sistematic, datorită procesului tehnologic;

c. contra scăderilor de tensiune la motoarele de curent continuu și la cele de curent alternativ la care, din cauza procesului tehnologic sau a tehnicii securității nu se admite repornirea directă.

d. contra rămînerii în două faze, în cazul motoarelor protejate contra scurtcircuitelor prin siguranțe și care nu au o protecție de suprasarcină.

13. Declanşarea de rezervă la refuz de întreruptor (DRRI)

13.1. Barele colectoare cu tensiuni de 110 kV şi mai mult vor fi echipate cu dispozitive de rezervare a deconectării scurtcircuitelor produse pe elementele racordate la ele, în cazul în care întreruptorul elementului defect a refuzat să declanşeze.

Acelaşi dispozitiv se va prevedea şi în cazul barelor de distribuţie de 6—20 kV din staţiile la care protecţia maximală a transformatoarelor coborîtoare nu este sensibilă la scurtcircuitele produse pe liniile de 6—20 kV şi de asemenea, în cazul blocurilor generator-transformator-linie care au instalat întreruptor pe partea de înaltă tensiune a transformatorului de bloc în centrală.

13.2. Instalaţia DRRI va fi pornită de la protecţiile elementelor conectate la barele colectoare şi va comanda:

a) deconectarea, de regulă, numai a cuplei, în cazul staţiilor cu tensiunea de 110 kV, cînd acestea nu sînt echipate cu protecţii de bare şi în cazul staţiilor cu tensiune mai joasă decît 110 kV

b) deconectarea tuturor elementelor racordate la acelaşi sistem de bare cu întreruptorul care a refuzat să acţioneze, în cazul staţiilor cu tensiunea de 110 kV, echipate cu protecţii de bare, şi în cazul staţiilor cu tensiunea de 220—400 kV.

13.3. În staţiile de 110—400 kV la care sînt conectate blocuri generator-transformator (fără întreruptor la tensiunea generatorului) sau transformatoare coborîtoare de puteri mici în raport cu puterile vehiculate prin celelalte elemente, instalaţia DRRI se va completa astfel, încît la refuzul întreruptorului de bloc generator-transformator sau transformator, impulsul de declanşare transmis prin DRRI să nu mai verifice demarajele protecţiilor celorlalte elemente racordate la bare.

În acest scop se va avea o baretă specială de DRRI prin care se va transmite comanda de declanşare de rezervă. astfel:

— prin releul de sesizare a rămînerii în număr incomplet de faze, în cazul întreruptoarelor (de bloc sau de transformator) cu acţionare monofazată

— prin protecţiile contra defectelor interne în bloc sau în transformator, în cazul în care întreruptoarele aferente acestora sînt cu acţionare trifazată.

13.4. Declanşarea prin DRRI a cuplelor transversale şi longitudinale se va face fără controlul demarajului protecţiilor proprii.

13.5. În cazul staţiilor de transformare coborîtoare cu multe plecări la tensiunea inferioară în condiţiile de la pct. 13.1 se va lua măsura ca la refuzul de acţionare al unui întreruptor de pe oricare element, să se comande cu o treaptă de timp superioară şi comanda de declanşare către întreruptorul sursei, condiţionată de scăderea tensiunii pe bară sub 0,8 U_n.

13.6. În cazul liniilor de 110—400 kV, conectate cu un bloc generator-transformator care are şi întreruptor în centrală, se va prevedea posibilitatea de declanşare a întreruptorului din staţie la refuzul de acţionare al întreruptorului din centrală, după cum urmează:

a) prin transmiterea unui impuls de declanşare către întreruptorul din staţie cu o treaptă de timp superioară după trecerea timpului reglat din momentul transmiterii comenzii de declanşare prin protecţie a întreruptorului din centrală, în toate cazurile în care între staţie şi centrală există cablu pilot prevăzut şi pentrn alte transmisii

b) prin completarea instalaţiilor de protecţie ale racordului blocului generator-transformator în capătul din staţie cu dispozitive de protecţie care să poată sesiza o cît mai mare parte a defectelor din generator, în cazul în care între staţia de racord şi centrală nu există instalat cablu pilot.

14. Reanclanşarea automată rapidă (RAR)

14.1. Se vor prevedea dispozitive de reanclanşare automată (RAR) la toate liniile aeriene cu tensiunea peste 1000 V cu ieşire aeriană sau în cablu, în condiţiile precizate în articolele următoare.

14.2. La liniile din reţelele cu neutrul izolat sau tratat prin bobine de stingere (cazul reţelelor cu tensiuni sub 110 kV), la care protecţia poate comanda numai declanşarea simultană a celor trei faze, se aplică reanclanşarea automată trifazată (RART), iar la liniile din reţelele

care funcționează cu neutrul legat direct la pămînt (cazul rețelelor cu tensiuni de 110—400 kV), la care protecția poate selecta și comanda declanșarea separată numai a fazei defecte, se aplică, în funcție de modul de acționare a protecției, atît RART cît și reanclanșarea automată monofazată (RARM).

14.3. În rețelele cu neutrul izolat sau tratat prin bobine de stingere, dispozitivele RART se vor prevedea după cum urmează:

a) la liniile radiale, cu sursa de la un singur capăt, RART cu ciclu dublu, la capătul dinspre sursă

b) la liniile cu surse la ambele capete, care funcționează în paralel cu alte linii prin care se poate menține sincronismul între surse, RART cu un singur ciclu, cu controlul lipsei de tensiune și al sincronismului

c) la liniile cu surse la ambele capete, între care nu mai există și alte căi pentru păstrarea sincronismului în timpul pauzei fără tensiune pe linia în cauză, nu se va prevedea, de regulă, RART

d) la liniile din categoria indicată la pct. c se admite, în cazuri justificate, instalarea la capătul dinspre sursa principală a unui dispozitiv RART cu controlul lipsei de tensiune, cu condiția ca la celălalt capăt al liniei (spre sursa mai slabă), protecția liniei să comande odată cu declanșarea liniei după un scurtcircuit și separarea sursei mai slabe; în această categorie se vor considera și liniile prin care se alimentează motoare sincrone.

14.4. În rețelele cu neutrul legat direct la pămînt dispozitivele RAR se vor prevedea după cum urmează:

a. la liniile de 110 kV se va prevedea, de regulă, numai RART, cu precizările de la pct. 14.3 a și b și cu mențiunea că se folosește numai un singur ciclu.

b. la liniile de 110 kV se admite prevederea RARM numai în următoarele cazuri:

— la liniile de interconexiune care nu funcționează în paralel cu alte căi pentru păstrarea sincronismului și la care nu se poate aplica prevederea de la pct. 14.3.d

— la liniile unice de alimentare a unor consumatori importanți, echipați cu motoare sincrone, la care nu este posibilă restabilirea alimentării prin AAR sau prin alte mijloace.

c. liniile de 220 și 400 kV cu surse la un singur capăt se tratează ca și liniile de 110 kV similare.

d. la liniile de 220 kV și 400 kV cu surse la ambele capete și făcînd parte din rețelele buclate se va prevedea un dispozitiv de RAR mixtă, trifazată și monofazată (RARMT) cu un singur ciclu.

e. la liniile de interconexiune de 220 și 400 kV care funcționează în paralel și cu alte linii (linii singulare) se va prevedea numai RARM.

14.5. Orice instalație de RAR va fi prevăzută cu o cheie pentru punerea și scoaterea sa din funcțiune. La instalațiile de RARMT, se va asigura posibilitatea de alegere, de exemplu, prin cheie a unuia din următoarele regimuri de reanclanșare:

a) RARM — în acest regim la defecte monofazate se comandă declanșarea și apoi reanclanșarea fazei respective, iar la defecte polifazate se comandă declanșarea definitivă trifazată

b) RARMT — în acest regim la defecte monofazate se comandă declanșarea și apo reanclanșarea fazei respective, iar la defecte polifazate se comandă declanșarea și apoi reanclanșarea trifazată.

14.6. Dispozitivele de RAR vor intra în funcțiune, de regulă, prin impuls de la schema de protecție a liniei.

În rețelele de medie tensiune de admite și procedeul de pornire a dispozitivului de RAR, bazat pe necorespondența dintre pozițiile întreruptorului și poziția cheii de comandă.

Reanclanșarea se va realiza (prin schemă) indiferent de treapta în care a lucrat protecția la liniile echipate cu protecții maximale.

La liniile echipate cu protecții de distanță se recomandă ca dispozitivele RAR să acționeze numai la defecte pe linie proprie. În acest scop, pornirea dispozitivnlui RAR se va realiza în felul următor:

— numai de la prima treaptă a protecției, în cazul liniilor la care treapta rapidă este extinsă pe toată lungimea liniei

— de la primele două trepte ale protecției în cazul liniilor fără extinderea treptei rapide

14.7. Oricare din tipurile de RAR indicate la pct. 14.3 și 14.4 vor fi astfel realizate încît dacă după efectuarea ciclului (sau ciclurilor) de RAR defectul pe linie nu a dispărut, să comande declanșarea definitivă trifazată.

Se poate folosi, în mod excepțional, declanșarea definitivă monofazată și trecerea la funcționarea de durată în două faze, în cazul legăturilor unice a două părți din sistem, la care menținerea legăturii este impusă de condiții speciale de funcționare a sistemului sau a consumatorilor, iar puterea transmisibilă prin două faze — pămînt nu provoacă perturbații în alte instalații situate în apropierea liniei respective (de exemplu rețelele de telecomunicații).

14.8. Dispozitivele de RAR vor trebui să fie blocate de blocajele tehnologice ale întreruptorului și, în plus, în următoarele cazuri:

a) după comenzile voite de închidere a întreruptorului

b) după declanșarea prin protecție a liniei, imediat după punerea ei sub tensiune cu un defect pe linie (conectarea pe defect).

c) ca urmare a acționării unor protecții care, deși comandă declanșarea întreruptorului respectiv, sînt prevăzute să funcționeze pentru defect în elementele la care este conectată linia (de exemplu protecția de bare sau protecția unui transformator conectat bloc cu linia).

14.9. Dispozitivele de RAR cu ciclu dublu, pentru liniile de medie tensiune, vor fi realizate, de regulă, astfel:

— cu accelerarea protecției înainte de ciclul I și după ciclul al doilea de reanclanșare, dacă consumatorii alimentați nu dau șocuri importante de curent

— cu accelerarea protecției după fiecare din cicluri, dacă consumatorii alimentați dau șocuri importante de curent.

14.10. La dispozitivele de RART din rețelele de medie tensiune se recomandă următoarele valori ale diferiților timpi de acționare și blocaj:

— dnrata pauzei fără tensiune la un dispozitiv RAR pentru linii radiale se va regla la 0,15—0,3 s (timpul necesar deionizării traseului arcului), la primul ciclu, și la 10—15 s, la al doilea ciclu;

— durata pauzei fără tensiune la un dispozitiv RAR pentru linii de interconexiune sau prin care se alimentează motoare sincrone se va stabili și în funcție de timpul de acționare a protecțiilor de la cele două capete ale liniei, respectiv de timpul de deconectare prin protecție a motoarelor sincrone

— după ultimul ciclu, dispozitivul RAR se va autobloca pentru o durată de 20—30 s.

14.11. La dispozitivele de RRA din rețelele de 110 kV se aplică pentru timpii de acționare și blocaj recomandările de la 14.10 referitoare la liniile de medie tensiune, echipate cu RAR cu un singur ciclu, cu precizarea că pentru pauzele fără tensiune, se recomandă următoarele valori:

— 0,3—0,4 s, pentru un ciclu trifazat

— 0,6—0,8 s, pentru un ciclu monofazat.

14.12. La liniile de 220 și 400 kV, dispozitivele de RAR vor fi realizate și reglate corelat cu instalațiile de protecție ale liniilor respective, astfel:

a. La liniile la care este prevăzută declanșarea simultană în treapta rapidă a întreruptoarelor liniei, în caz de defect prin intermediul canalelor de curenți purtători sau prin protecții comparative, dispozitivele de RAR vor fi realizate pentru o funcționare după cum urmează:

— cînd canalele de transmisie sînt în funcțiune și protecția de distanță are treapta rapidă reglată normal (fără prelungire), după defect monofazat, urmat de declanșare monofazată, se va efectua RARM cu pauza de 0,6—0,8 s, iar după defect polifazat, urmat de declanșare trifazată, se va efectua RART cu pauza de 0,3—0,4 s.

— cînd canalele de transmisie sînt indisponibile, se va folosi numai regimul RARM cu pauza de 0,6—0,8 s; pentru scurtcircuite monofazate se va aplica procedeul prelungirii treptei rapide înainte de RAR, iar la scurtcircuite polifazate se va comanda declanșarea definitivă trifazată.

b. Liniile la care nu se prevede declanșarea simultană în treapta rapidă a întreruptoarelor liniei în caz de defect, vor fi echipate cu dispozitive RAR, realizate pentru a funcționa după cum urmează:

— la defecte monofazate, cu prelungirea treptei rapide înainte de RAR și ciclu RARM cu pauza de circa 0,8 s.

— la defecte polifazate, cu treapta rapidă scurtă și ciclu de RART cu controlul sincronismului și al lipsei de tensiune și pauză de 0,8—1,2 s, urmînd ca declanșarea definitivă să se facă cu treapta rapidă prelungită.

14.13. La liniile unde se folosește RARM, protecția va trebui să asigure numai declanșarea fazei defecte, aceeași la toate capetele liniei defecte. Dacă linia are derivații, se admite ca aces-

tea să fie deconectate trifazat și reconectate prin RART, dacă aceasta este necesar pentru alimentarea unor consumatori importanți. Dacă derivația are sursă, schema RART va conține blocaje pentru evitarea unei reanclanșări nesincrone.

14.14. Controlul sincronismului și al lipsei tensiunii pe linie, prevăzut la unele linii pentru evitarea unei reanclanșări trifazate nesincrone se va realiza astfel:

— la un capăt al liniei se face controlul lipsei tensiunii pe linie

— la celălalt capăt al liniei se face controlul diferenței de fază, respectiv al unghiului dintre vectorii tensiunilor pe linie și pe bară

Ambele dispozitive de control se vor prevedea, de regulă, la fiecare capăt al liniei, urmînd a fi folosite alternativ sau în funcție de alte condiții din rețea.

14.15. Dispozitivul de RAR va fi prevăzut cu semnalizarea optică „a funcționat RAR"

15. Anclanșarea automată a rezervei (AAR)

15.1. Dispozitivele de AAR se vor prevedea în toate centralele, stațiile și posturile de transformare în care, pentru alimentarea consumatorilor, există o cale de alimentare normală și una de rezervă, în scopul de a asigura continuitatea în alimentarea cu energie.

15.2. Intrarea în funcțiune a dispozitivului AAR se va face temporizat sau rapid, în momentul dispariției tensiunii pe barele care trebuie asigurate, în următoarele situații:

a) temporizat, la scăderea tensiunii pe bara alimentată sub 0.25 U_{nom}; timpul de acționare se va alege superior cu o treaptă temporizării protecțiilor liniilor alimentate de bara asignrată

b) rapid, la declanșarea intempestivă sau prin protecție a căii de alimentare normală transformator, linie etc.).

Schema de AAR va permite acționarea dispozitivului numai dacă a fost deconectată, în prealabil, calea alimentării normale și dacă tensiunea pe calea de rezervă are valoarea minimă de funcționare admisă.

15.3. Schema de AAR va fi astfel realizată, încît pornirea dispozitivului de AAR să nu se producă în oricare din următoarele situații:

— ca urmare a arderii unei siguranțe în circuitele secundare ale transformatoarelor de tensiune, care alimentează releele de minimă tensiune pentru pornire

— existența unui defect pe bara asigurată prin AAR sau cînd această bară alimentează un defect neeliminat pe unul din elementele conectate la barele respective; această prevedere nu se consideră obligatorie în cazul dispozitivelor AAR ale instalațiilor de joasă tensiune.

15.4. În cazul în care la barele echipate cu AAR sînt conectate motoare sincrone, se va prevedea comanda declanșării prin protecție a acestora, odată cu separarea de sursa principală, înainte de conectarea sursei de rezervă.

15.5. În scopul evitării unei comutări repetate a întreruptorului, comandat de instalația de AAR, se vor lua măsuri ca instalația de AAR să funcționeze numai cu un singur ciclu.

15.6. În cazul în care calea normală de alimentare este prevăzută la capătul opus cu RAR sau cu un dispozitiv AAR pe bara asigurată se va permite printr-o alegere corespunzătoare a temporizării comenzii de anclașare, numai după ce dispozitivele de RAR sau AAR din amonte au lucrat și nu au reușit să mențină calea normală sub tensiune.

15.7. Instalația de AAR va fi prevăzută cu o cheie pentru punerea și scoaterea sa din funcțiune și cu următoarele semnalizări:

—„AAR în funcțiune"

—„AAR a funcționat"

15.8. Protecția montată la întreruptoarele prin care se realizează AAR se va prevedea, în caz de nevoie, cu accelerare după efectuarea comutării.

15.9. Pentru asigurarea reușitei AAR se va efectua verificarea reglajelor de la protecția căii de rezervă, care nu trebuie să acționeze datorită încărcării suplimentare provocate de sarcina adăugată, ținînd seama și de curentul de autopornire al motoarelor.

În caz contrar se va deconecta o parte a sarcinii pentru a asigura această condiție.

15.10. Condițiile suplimentare privind realizarea AAR în cadrul serviciilor interne ale centralelor electrice sînt indicate în normativele PE 113/69 și PE 137/75.

16. Conectarea automată la bare a generatoarelor

16.1. Conectarea automată a generatoarelor se poate face printr-unul din următoarele procedee:

a) autosincronizare

b) sincronizare automată

De regulă, se va prevedea sincronizarea automată. Adoptarea autosincronizării va trebui justificată tehnico-economic.

16.2. La generatoarele prevăzute cu dispozitiv de autosincronizare și echipate cu o protecție care dă comandă simultană de declanșare și dezexcitare, se va realiza montajul astfel încît la autosincronizare să se poată închide întreruptorul principal, chiar cînd întreruptorul de cîmp este deschis.

16.3. Sincronizarea generatoarelor cu putere de 50 MW și mai mult se recomandă a se executa prin:

a. sincronizator automat, în cazul generatoarelor sau blocurilor generator-transformator

b. sincronizare semiautomată în cazul blocurilor generator-transformator-linie.

17. Reglarea automată a frecvenței și a puterii active

17.1. Reglajul automat frecvență-putere activă are ca funcțiuni:

a) reglarea frecvenței în cadrul sistemului energetic propriu, funcționînd izolat sau interconectat cu sistemele vecine, în sensul menținerii valorii de consemn de 50 Hz.

b) reglarea puterilor de schimb pe liniile de interconexiune cu rețelele vecine, în sensul menținerii puterilor de schimb la valorile stabilite contractual

c) repartiția puterilor active între centralele reglante care participă la reglarea frecvenței și puterii de schimb, în sensul respectării criteriilor economice de funcționare optimă a sistemului.

17.2. Reglajul automat frecvență-putere poate fi exploatat cumulînd toate funcțiunile arătate la pct. 17.1 sau reglînd separat numai frecvența sau numai puterile de schimb.

17.3. Reglajul automat frecvență-putere își realizează funcțiunile prin reglarea încărcării cu putere activă a centralelor reglante, încadrate în sistemul de reglaj. Încărcarea centralelor se face în scopul anulării erorii de reglaj, formată din suma abaterilor de frecvență și putere de schimb. Acțiunea reglajului va fi proporțional integrală (regulator PI).

17.4. Instalația de reglaj automat frecvență-putere va cuprinde:

a) telemăsnra puterilor active de schimb pe liniile de interconexiune cu rețelele vecine

b) regulatorul central de sistem, care prin măsura frecvenței și a puterii totale de schimb reale și compararea acestora cu valorile de referință, formează eroarea și ordinul de reglaj.

c) teletransmiterea ordinului de reglaj către centralele reglante

d) instalațiile de recepție și distribuție a ordinului de reglaj la grupurile generatoare din centralele reglante.

17.5. La regulatorul central de sistem vor exista dispozitive de repartiție a ordinului de reglaj pe centralele reglante, conform unor caracteristici reglabile. La instalațiile din centrale, vor exista de asemenea, dispozitive de repartiție a ordinului de reglaj pe grupurile reglante, conform unor caracteristici reglabile.

17.6. Instalațiile de reglaj ale regulatorului central și cele din centralele reglante vor fi prevăzute cu dispozitive de supraveghere a funcționării corecte a proceselor de reglaj. În funcție de natura defecțiunii dispozitivele de supraveghere blochează reglajul total sau parțial, definitiv sau temporar, asigurînd corectitudinea proceselor și avertizînd optic și acustic stările anormale.

18. Reglarea automată a tensiunii și a puterii reactive

18.2. Reglarea automată a tensiunii și puterii reactive în centrale se face cu ajutorul dispozitivelor de reglare automată a excitației mașinilor sincrone care au rolul de:

a) a menține tensiunea la valoarea prescrisă pentru funcționarea normală a sistemului energetic

b) a menține curentul de excitație în limitele admisibile la funcționarea inductivă și capacitivă și a asigura creșterea curentului de excitație pînă la valoarea maximă admisibilă (plafon), în cazul perturbărilor regimului normal, însoțite de scăderea tensiunii

c) a repartiza sarcina reactivă între mașini.

18.2. Generatoarele și compensatoarele sincrone trebuie prevăzute, de regulă, cu dispozitive de reglare automată a excitației, de forțare a excitației și de dezexcitare rapidă (ADR) care vor corespunde condițiilor tehnice indicate de firma constructoare.

În cazul în care nu se prevăd instalații de reglare automată a excitației, se vor prevedea în mod obligatorin instalații de forțare a excitației.

Prevederile acestui articol se aplică și motoarelor sincrone cu puterea nominală mai mare de 3 MW.

18.3. Se vor lua măsuri pentru blocarea instalației de forțare a excitației, în cazul unor defecțiuni în circuitele de tensiune ale regulatorului automat de excitație.

18.4. La generatoarele cu puteri peste 200 MW și la generatoarele bulb, instalațiile de reglare automată a tensiunii vor fi prevăzute cu un dispozitiv de control al funcționării în regim asincron cu excitație, care va comanda declanșarea temporizată a generatorului, în cazul în care unghiul intern depășește valoarea prescrisă.

18.5. La generatoarele la care poate apărea pericolul de creștere a turației (generatoare hidro sau Disel) se va prevedea posibilitatea înserierii unei rezistențe în circuitul de excitație, prin comanda primită de la un releu maximal de tensiune. Tensiunea și timpul de acționare ale acestuia vor fi corelate cu valorile reglate la protecția de tensiune maximă care comandă deconectarea și dezexcitarea generatorului.

18.6. Se admite folosirea reglării automate a tensiunii și la transformatoarele coborîtoare cu puterea peste 10 MVA.

18.7. Bateriile de condensatoare șunt:

a. Bateriile de condensatoare șunt se instalează în rețelele de distribuție, cu tensiune pînă la 110 kV, pentru compensarea puterii reactive și reglajul tensiunii.

b. Pentru o cît mai bună corelare a funcționării bateriei cu variația locală a puterii reactive și a tensiunii se prevede de regulă, comanda automată a anclanșării și declanșării bateriilor de condensatoare șunt.

c. Comanda automată a bateriilor de condensatoare șunt se poate face în funcție de unul din următorii parametrii:

— putere reactivă
— tensiune
— curent
— timp

d. De regulă, la bateriile de condensatoare din rețelele MEE se va prevedea comanda automată după un program prestabilit a puterii reactive a bateriei de condensatoare, în timp ce pentru rețelele consumatorilor industriali poate fi preferabil un alt tip de comandă, în funcție de condițiile locale.

19. Descărcarea automată a sarcinii (DAS)

19.1. Descărcarea automată a sarcinii are rolul ca la scăderea sub o anumită limită a capacității sistemului energetic sau a unei părți a lui de a alimenta consumatorii, să restabilească, prin reducerea sarcinii consumate, echilibrul între puterile produse și cele consumate în cadrul sistemului sau a părții sistemului.

19.2. Puterea consumatorilor sacrificați prin DAS se stabilește pe zone și pe întreg sistemul energetic, în funcție de parametrii indicați la pct. 19.3 ținînd seama de condițiile legale privind structura sistemului energetic și a consumatorilor din zona respectivă.

19.3. Funcționarea DAS va putea fi condiționată de unul din următorii parametrii: frecvența rețelei, tensiunea la bare, puterea sau curentul pe căile de alimentare.

Acești parametrii se măsoară local sau se teletransmit din alte zone ale sistemului.

19.4. Valoarea frecvenței la care pornește schema DAS se va stabili, pentru fiecare parte de sistem, de către conducerea operativă, respectivă, dar nu va fi mai mică de 47 Hz.

19.5. Sarcina deconectată de DAS se va împărți pe tranșe de puteri în funcție de parametrii controlați sau pentru aceleași valori ale parametrilor, dar la trepte de timp diferite.

19.6. Restabilirea automată a frecvenței după acțiunea dispozitivelor DAS, trebuie să se facă la o valoare de circa 49,5 Hz iar ajustarea la valoarea normală urmează a se face manual pe baza dispozițiilor conducerii operative.

19.7. Pentru realizarea dispozitivelor DAS se recomandă utilizarea unor relee de frecvență independente de tensiune în limite largi.

19.8. Pentru menținerea alimentării consumatorilor legați la dispozitivul DAS în timpul scăderii de scurtă durată a parametrilor măsurați (frecvență, tensiune, etc.) la scurtcircuite sau în timpul întreruperilor de scurtă durată (pauze de RAR sau AAR), se recomandă să se prevadă în asemenea cazuri:

a. reconectarea automată a consumatorilor declanșați prin DAS

b. temporizarea acțiunii dispozitivelor DAS, corelată cu reducerea timpului de RAR sau AAR (dacă este cazul).

19.9. Reconectarea automată a consumatorilor declanșați prin DAS se recomandă să se aplice:

a. La stațiile fără personal permanent și fără instalații de telecomandă a anclanșării plecărilor deconectate.

b. În sistemele în care există o rezervă de putere cu intrare în acțiune rapidă (hidrocentrale, turbine cu gaze, grupuri disel, electrice etc.).

20. Automatizări de separare de rețea

20.1. Automatizările de separare se vor prevedea în sistemul energetic pentru a limita extinderea avariilor în regimuri instalabile sau pentru menținerea continuității în alimentarea unor consumatori vitali în aceste situații.

20.2. În vederea realizării scopului de mai sus, automatizările de separare se vor realiza cu ajutorul unor dispozitive de debuclare sau de insularizare.

20.3. Dispozitivele de insularizare vor comanda separarea sistemului în sectoare (insule); în cazul apariției unor redistribuiri anormale a circulațiilor de putere într-un regim post-avarie.

20.4. Pentru menținerea funcționării stabile a unor consumatori importanți sau deosebit de sensibili la variații de tensiune sau de frecvență, posibile în urma unor perturbații în sisteme se recomandă separarea de sistem a barelor la care sînt conectați consumatorii menționați, împreună cu unul sau mai multe generatoare.

20.5. Prevederea unei asemenea automatizări se poate face numai dacă generatoarele rămase la bara separată cu condiții tehnice, mecanice și electrice pentru a continua să funcționeze izolat cu siguranța necesară.

20.6. Dispozitivul de separare va acționa după unul sau mai multe din criteriile următoare: scăderea frecvenței sau tendința de scădere ($\Delta f/\Delta t$) a frecvenței schimbarea mărimii și a sensului energiei, supraîncărcarea generatoarelor, scăderea simetrică de durată a tensiunii în rețea, ca urmare a deficitului de putere activă etc.

Această protecție de separare poate fi completată după necesități cu o instalație de descărcare automată care va restabili echilibrul între puterea produsă și cea consumată local, sacrificînd consumatorii care nu intră în categoria vitală.

20.7. Pentru evitarea declanșării în cascadă la suprasarcină a liniilor electrice, se vor prevedea automatizările de declanșare a unor grupuri (de preferință a hidrogeneratoarelor), în funcție de încărcarea arterelor în momentul anterior declanșării uneia din linii.

Vol. I — II Lei 48